

Muestreo de Gases A Partir de Muestras de Roca Fuente Y Sus Aplicaciones En La Exploración  
de Hidrocarburos: Ejemplo, El Valle Medio del Magdalena

Autores:

Danilo Andrés Durán Herrera

Orlando Andrés Tarazona Ruiz

Proyecto de grado en modalidad de investigación para optar al Título de Geólogo

Director:

Mario García González

Geólogo Phd en Geoquímica.

Codirector:

Tania Sarith Palmera Henao

Geóloga Msc en Geología .

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

## **Agradecimientos**

Al grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la Universidad Industrial de Santander por apoyar económicamente este proyecto durante su desarrollo.

A la universidad Industrial de Santander, la Escuela de Geología, y su personal docente que dedican su tiempo y esfuerzo en transmitir sus conocimientos a estudiantes que tienen deseos de crecer como personas y profesionales.

Un agradecimiento especial al Ph-D. Mario Garcia Gonzalez por brindarnos su apoyo, confianza y guía durante el proceso de elaboración de este documento de investigación; de igual manera a la Msc. Tania Sarith Palmera Henao por dedicar parte de su tiempo y compromiso a la hora de orientar y transmitir su conocimiento; Así mismo fue importante la participación de Magda Alejandra Salazar Vega, quien nos aportó toda su competencia como profesional, durante el análisis de las muestras en el laboratorio.

## Dedicatoria

En primer lugar, le doy gracias a Dios y la Virgen.

En segundo lugar esto es dedicado totalmente a mi mamá María Lucila Ruiz a quien amo y admiro Profundamente, así mismo a mi papá Orlando Tarazona quien estoy seguro se siente muy orgulloso en ese bonito lugar en el que estoy seguro se encuentra.

En tercer lugar y no menos importante a mi hermana Jessica, mi nonita Ana Dolores Rivera, a mis Familiares, a mi compañero de tesis y amigo para toda la vida Danilo Duran y a mis amigos: abe, dogor, flaco, gio (Samara), mameuco, paisa (Samara), Clis (Santi), lalú (Lucí), monis, cala, david's, saraith, Laura (Eli), diegay, Negro, Edu, Julianita y a mi familia de Staff Pro, amigos del bar y a tanta gente que se me escapa y que me ayudaron a cumplir este sueño llamado Geología.

Orlando Andrés Tarazona

A Dios, quien ha puesto en mi camino personas que llenan mi vida y me dan las fuerzas para superar cada adversidad afrontada.

A mi papá y mi mamá quienes son el ancla que encaminan mi vida, el motor que me inspira a avanzar y la fortaleza que llena mi ser. A mi hermano, quien, con sus ocurrencias y disparates, logró sacarme una sonrisa incluso en momentos que la tristeza me agobiaba. A mi demás familia que siempre han confiado en mí y han estado apoyándome en todo momento.

Al gordito, Andrés Tarazona, que más que mi compañero es el amigo que me enseña cada día a ser tolerante, aprender a aceptar mis errores y saber que, a pesar de las circunstancias, siempre se puede seguir adelante.

A mi compa, Cristhiam, con quien comprendí el significado de un amigo de verdad.

Danilo Duran...

## Contenido

Introducción .....	19
1. Objetivos .....	21
1.1 Objetivo General .....	21
1.2 Objetivos Específicos.....	21
2. Localización Geológica .....	22
3. Marco Geológico Regional .....	24
3.1 Estratigrafía.....	25
3.2 Marco Estructural.....	29
4. Metodología .....	31
4.1 Recolección y Toma de Muestras .....	31
4.2 Muestreo de Gas .....	35
4.3 Molienda .....	36
4.4 Analítica .....	37
4.4.1 Cromatografía de Gases .....	38

MUESTREO DE GASES A PARTIR DE MUESTRAS DE...	9
4.4.2 Carbono Orgánico Total (TOC).....	39
4.4.3 Pirolisis Rock- Eval .....	40
4.4.4 Secciones Pulidas.....	43
4.4.5 Muestreo Gamma Ray .....	46
5. Resultados.....	49
5.1 Cromatografía de Gases .....	49
5.2 Resultados De Carbono Orgánico Total (% TOC) .....	52
5.3 Resultados de Pirolisis Rock Eval .....	54
5.4 Porosidades en Secciones Pulidas.....	55
5.5 Resultados Gamma Ray.....	56
6. Análisis De Resultados .....	58
6.1 Carbono Orgánico Total (%TOC) .....	58
6.1.1 Formación Rosablanca.....	60
6.1.2 Formación Paja .....	61
6.1.3 Formación Tablazo .....	61
6.1.4 Formación La Luna.....	62
6.1.5 Formación Umir.....	62
6.1.6 Formación Mugrosa.....	62

MUESTREO DE GASES A PARTIR DE MUESTRAS DE...	10
6.2 Pirolisis Rock Eval.....	63
6.2.1 Resultados para la curva S1. ....	63
6.2.2 Resultados para la curva S2.....	64
6.2.3 Resultados para la curva S3. ....	66
6.2.4 Potencial de Generación (S1 + S2):.....	67
6.2.5 Tmax:.....	68
6.2.6 Tmax vs HI.....	69
6.2.7 Potencial de Generación PG (S1 + S2) VS %TOC.....	70
6.2.8 %TOC VS S2.....	72
6.2.9 Diagrama de Van Krevelen.....	73
6.2.10 Cromatografía de Gases.....	75
6.3 Análisis de Registro Gamma Ray.....	83
7. Discusión.....	85
8. Conclusiones.....	88
Referencias Citadas.....	90
Anexos.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

### Lista de Tablas

Tabla 1. Resultados de análisis de Cromatografía de gases C1 - C7 .....	49
Tabla 2. Recalculo para resultados de análisis de Cromatografía de gases C1 - C7 .....	51
Tabla 3. Resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) ara las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa.....	53
Tabla 4. Resultados de Pirolisis Rock Eval .....	54
Tabla 5. Valores calculados a partir de resultados de Pirolisis Rock Eval .....	55
Tabla 6. Porosidades en las 10 muestras analizadas para las Formaciones Paja, Tablazo, Umir, La Luna y Mugrosa .....	56
Tabla 7. Resultados de Gamma Ray .....	56
Tabla 8. Rango de clasificación de la Roca según el contenido de TOC. Tomado y modificado de Peters & Cassa, 1994. ....	59
Tabla 9. %TOC respecto a las muestras escogidas para análisis de Pirolisis .....	63
Tabla 10. Resultados para el Pico S1.....	63
Tabla 11. Tabla tomada y modificada por el autor para los parámetros utilizados para el análisis de los picos S1, S2 y S3 de los autores Peters & Cassa, 1994 para S1 y S2; Quiroga & Gainza, 1990, para S3. ....	64
Tabla 12 Resultados para el Pico S2.....	65
Tabla 13. Parámetros usaos en la interpretación y análisis de Tmax, IP, PG, HI y OI. Tomado y modificado de: Peters & Cassa 1994 (en Tmax, IP, y HI), Dembicki 2009 (en OI) y Quiroga % Gainza 1990 (en PG).....	68

Tabla 14. Promedio de Gases por Formación..... 75

Tabla 16. Resultados Cromatográficos obtenidos para las 3 muestras de la formación La Luna a las que se les practicaron los análisis respectivos y su correspondiente muestra por las cual se cambian los resultados. .... 78

## Lista de Figuras

Figura 1. Localización y límites de la cuenca del VMM. Tomado y modificado de Sarmiento 2011.....	23
Figura 2. Ubicación del área de estudio. Tomado y modificado de Google Earth .....	23
Figura 3. Mapa Geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Sarmiento 2011. ....	24
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada. Tomada de Barrero et al., 2007 .....	28
Figura 5. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Sarmiento 2011: .....	30
Figura 6. Corte de carretera reciente en la Vía Bucaramanga – Barrancabermeja. Formación Umir .....	31
Figura 7. Frente de explotación, Mina El Carrancho, Yesos Prada LTDA, Formación Rosablanca .....	33
Figura 8. Fracturamiento y recolección de muestra en recipiente de polietileno. ....	34
Figura 9. Muestras de roca fresca depositadas en botellas y tapadas con un sello hermético que impida la fuga de gas. ....	35
Figura 10. Técnica de espacio Libre, a) Prototipo de botella. b) Tapa con sello hermético. c) Parte posterior de tapa.....	36
Figura 11. Muestra macerada en Mortero de Agatha .....	37
Figura 12. Diagrama de sistema cromatográfico. Tomado de wikibooks.org .....	38
Figura 13. Analizador de carbono y azufre LECO SC-144DR .....	40

Figura 14. Pirolizador anhídrido marca Rock-Eval 6 Turbo utilizado en la determinación los parámetros S1, S2, S3 y T <sub>máx</sub> .....	41
Figura 15. Muestra Granulada con resina en el molde de plástico. ....	44
Figura 16. Devastadora y Pulidora utilizada en la preparación de secciones pulidas.....	45
Figura 17. Secciones Pulidas terminadas.....	46
Figura 18. Scintillometer utilizado en campo.....	46
Figura 19. Modo de empleo del scintillometer durante la toma de datos. ....	48
Figura 20. % TOC y Calidad de la muestra, respecto a la cantidad de Materia Orgánica; a) imagen donde se presentan todas las muestras analizadas; b) imagen donde se omiten 2 muestras de la formación Umir. ....	60
Figura 21. Interpretación del Pico S1. ....	64
Figura 22. Interpretación del Pico S2 .....	65
Figura 22, Interpretación del Pico S2 .....	65
Figura 23. Curva para el Pico S3 respecto a las muestras analizadas.....	66
Figura 24. Graficas para las curvas: a) OI; b) HI; c) IP; d) tabla que compila los datos de las gráficas respecto a las muestras analizadas .....	66
Figura 25. Interpretación para los picos S1+S2 .....	67
Figura 26. Interpretación de la Madurez Termal en las formaciones, respecto al T <sub>max</sub> en las muestras analizadas.....	68
Figura 27. T <sub>max</sub> Vs HI para las formaciones Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Rosablanca. Modificado por el Autor, Tomado de Sarmiento 2012.....	69
Figura 28. Evaluación del Potencial de Generación, modificado por el Autor, Tomado y modificado de García González 2010.....	71

Figura 29. Grafica del pico S2 que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica (McCarthy et al. 2011) Vs %TOC. Modificado por el Autor, Tomado de Dembicki 2009. ....	72
Figura 30. Diagrama de Van Krevelen, modificada por el autor, Tomado y modificado de Sarmiento 2011 .....	74
Figura 31. Promedio Total de Gases para cada formación analizada. ....	76
Figura 32. a) Linea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-02-02 y DT-03-01-01, b) Linea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-02-02 y DT-03-01-02, c) Linea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-05-01 y DT-03-02-01 .....	79
Figura 33, Vista al microscopio de las secciones pulidas mostrando el espacio entre granos como parámetro para calcular porosidades.....	81
Figura 34. Intervalos de Registros Gamma Ray, según Litología y cantidad de datos tomados por muestras .....	84
Figura 35. Registro Gamma Ray VS Tmax .....	84

### Lista de Apéndices

APENDICE A. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-01-01-01; DT-01-02-01; DT-01-02-02; DT-01-04-01; DT-01-04-02; DT-01-05-02; DT-01-06-01; DT-01-06-02; DT-01-07-01; DT-01-07-02 .....	94
APENDICE B. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-02-01-01; DT-02-01-02; DT-02-01-03; DT-02-01-04; DT-02-01-05 .....	94
APENDICE C. Análisis de TC, TOC y Azufre total por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR (Analizador LECO); Muestras DT-01-01-01; DT-01-02-01; DT-01-02-02; DT-01-04-01; DT-01-04-02; DT-01-05-01; DT-01-06-01; DT-01-06-02; DT-01-07-01; DT-01-07-02; DT-02-01-06; DT-02-01-07; DT-02-01-08 .....	94
APENDICE D. Análisis de TC, TOC y Azufre total por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR (Analizador LECO); Muestras DT-03-04-03; DT-03-05-03; DT-03-06-01; DT-03-07-01; DT-03-08-03 y DT-03-08-04. ....	94
APENDICE E. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-03-01-01; DT-03-01-02; DT-03-02-01; DT-03-02-02; DT-03-04-01; DT-03-04-02; DT-03-05-01; DT-03-05-02; DT-03-06-02; DT-03-06-03; DT-03-07-02; DT-03-07-03; DT-03-08-01; DT-03-08-02.....	95
APENDICE F. Análisis para la estimación y prospección de los hidrocarburos a partir de la pirolisis y combustión en una muestra de roca, con detección de ionización en llama (FID) e infrarroja selectiva (CO y CO2) en tiempo real; Muestras DT-01-01-01; DDT01-02-01; DT-0102-02; DT-01-05-01; DT-03-04-03; DT-03-07-01; DT03-08-04; DT-01-07-01; DT-01-07-02; DT-03-05-03 .....	95

**RESUMEN**

**TITULO:** MUESTREO DE GASES A PARTIR DE MUESTRAS DE ROCA FUENTE Y SUS APLICACIONES EN LA EXPLORACION DE HIDROCARBUROS: EJEMPLO, EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA\*

**AUTORES:** DANILO ANDRÉS DURÁN HERRERA – ORLANDO ANDRÉS TARAZONA RUÍZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** CROMATOGRAFÍA, GAS, MÉTODO, RECIPIENTE, ROCK EVAL, %TOC, POROSIDAD, GAMMA RAY, VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM), MUESTRA ROCA.

Establecer la efectividad de una nueva manera de realizar muestreo de gases de superficie, a través de la implementación de un método que involucra materiales con un margen de costo más bajos que los tradicionales para este tipo de estudio. La metodología planteada parte de depositar una muestra en un recipiente plástico (botella) utilizada en la industria de las bebidas gaseosas. Las rocas involucradas hacen parte de las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa, ubicadas sobre el flanco oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en el departamento de Santander.

A partir de las rocas tomadas en la fase de campo, se aplicaron técnicas como Pirolisis Rock Eval, porcentaje Carbono Orgánico Total (%TOC), grado de porosidades a partir de secciones pulidas y toma en campo de registros Gamma Ray , sirviendo como información adicional a los resultados de cromatografía, los cuales arrojaron información detallada de los tipos de gases presentes en cada roca y de manera general describe el Etano como el gas con mayor proporción en las muestras tomadas, exceptuando la muestra de la Formación Paja la cual no tuvo un buen rendimiento; comprobando así, la contundencia del método empleado y su utilidad para posteriores investigadores que encontraran en él, un modo sencillo pero afectivo a la hora de realizar muestreo para análisis de gases de superficie.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Químicas. Escuela Geología. Director. Mario García González. Codirector. Tania Sarith Palmera Henao.

**ABSTRACT**

**TITLE:** GAS SAMPLING FROM ROCA SOURCE SAMPLES AND ITS APPLICATIONS IN THE EXPLORATION OF HYDROCARBONS: EXAMPLE, THE MIDDLE MAGDALENA BASIN.\*

**AUTHORS:** DANILO ANDRÉS DURÁN HERRERA – ORLANDO ANDRÉS TARAZONA RUÍZ \*\*

**KEYWORDS:** Chromatography, Gas, Method, Container, Rock Eval, Total Organic Carbon (% TOC), Porosity, Gamma Ray, Middle Magdalena Basin (MMB), Rock Sample.

To Establish the effectiveness of a new way of performing surface gas sampling, Through the implementation of a method that involves materials with a margin of cost lower than the traditional ones for this type of study. The methodology is based on depositing a sample in a plastic container (bottle), used in the drinks industry. The rocks involved are part of the Formations Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa, located on the eastern flank of the MIDDLE MAGDALENA BASIN. (VMM) in the department of Santander.

The Rocks taken in the field phase, techniques were applied as Pyrolysis Rock Eval, Percentage of Total Organic Carbon (% TOC), degree of porosity from polished sections and takes in field of registers Gamma Ray, Serving as additional information to the chromatography results, which provided detailed information on the types of gases present in each rock, and generally describes the Ethane as the gas with the highest proportion in the samples taken, except for the sample of the Paja Formation which didn't perform well; checking thus the importance of the method employed and its usefulness to later researchers who find in it an easy and affective way to perform sampling for analysis of surface gases.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. School of Geology. Director: PhD Mario García González. Codirector. Tania Sarith Palmera Henao.

## Introducción

Todas las extensiones productivas (*plays*) de petróleo o gas provienen de rocas generadoras. La viabilidad de cada extensión productiva convencional o no convencional, petrolífera o gasífera depende de su roca generadora. Las rocas generadoras son el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno. La cantidad y tipo de material orgánico incorporado en una roca generadora son controlados, en parte, por las condiciones ambientales y depositacionales (McCarthy, K., 2011).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) corresponde a una cuenca sedimentaria de tipo intermontana. Estratigráficamente la Cuenca del VMM está representada por una secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico hasta el Plioceno (Caballero, 2010). Esta cuenca actualmente es un sitio con alto potencial de explotación de recursos no renovables como lo son los yacimientos no convencionales (oil shale y gas shale). Diversos estudios se han realizado en esta cuenca, con el fin de determinar y valorar su potencial hidrocarburífero, siendo la evaluación geoquímica la más adecuada para la determinación del potencial de dicha zona específicamente. Diversas técnicas analíticas son las usadas en los análisis geoquímicos, siendo el cálculo de Carbono Orgánico Total (%TOC), Pirolisis Rock Eval y Ro las más comunes al momento de identificar las propiedades de generación y tipo de hidrocarburos y a su vez Cromatografía de Gases como técnica analítica que nos sirve como complemento para poder identificar los tipos de gases presentes.

Para la realización de estas técnicas analíticas se llevó a cabo un muestreo convencional, para el cual fue necesario una fase de campo, en donde se tomaron muestras acordes a las zonas de interés previamente identificadas durante la fase de estudio del área. El parámetro principal durante este proceso, es el de determinar las rocas menos afectadas por agentes externos; seguido de ello tomar y empacar asignando un código de identificación previamente documentado en la libreta de campo.

Conociendo las implicaciones en los resultados que pueden verse alterados producto de los agentes que actúan sobre las rocas en un ambiente geológico de índole superficial, se enfatizó en una selección adecuada de los sitios en los cuales se pudieran extraer rocas frescas o con nivel de meteorización bajo, para luego llevar a cabo la implementación del método de muestreo de gas enlatado en espacio libre, consistiendo en la toma directa de muestras de roca fresca y su almacenamiento en recipientes propuestos, los cuales permiten que no sea necesaria el confinamiento en canisters o toma de suelos en superficie, para su posterior estudio cromatógrafo en el laboratorio.

Como consecuencia de la aplicación de este tipo de técnicas analíticas interpretadas junto con los datos obtenidos en el cálculo de porosidades y los registros Gamma Ray, se determina una relación entre los tipos de muestras y sus propiedades para la acumulación del gas, así como también la variedad de gases identificados en el cromatógrafo presentes en cada una de las muestras examinadas de las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Implementar la técnica de muestreo de gases a partir de muestras de roca “fresca” en afloramientos presentes en las Formaciones: Umir, La Luna, Tablazo, Paja y Rosablanca, pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena; analizando los gases relacionados a suelos aplicando gasometría de superficie como un indicador.

### 1.2 Objetivos Específicos

- Muestreo de gases a partir de muestras de roca en afloramiento en las formaciones generadoras del Valle Medio del Magdalena: Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna y Umir.
- Obtención de muestras de gas mediante la desgasificación de muestras de roca “fresca” en recipientes sellados.
- Realizar un muestreo de gases en recipientes sellados.
- Análisis de gases por cromatografía de gases: C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub> +; CO<sub>2</sub>; CO; H<sub>2</sub>S.
- Análisis geoquímicos de Rock-Eval y %TOC.
- Toma de Registro de Gamma Ray en campo.
- Interpretación de datos obtenidos a partir de análisis de laboratorio y evidencias recolectadas en campo.

## **2. Localización Geológica**

El área de estudio del presente trabajo se encuentra ubicada en el flanco oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander, sobre la nueva vía que conduce al municipio de San Vicente de Chucurí, la vía a Barrancabermeja y la Mina el Carrancho en el municipio de Los Santos (Figura 1).

El área de estudio se divide en 3 zonas. Figura 2.

Zona 1: Se encuentra ubicada sobre la vía que conduce al municipio de Barrancabermeja y consecuente con ello sobre la vía secundaria que conduce a vereda La Uribe Uribe.

Zona 2: Mina el Carrancho (Yesos Prada LTDA), ubicada al sur de Bucaramanga en el municipio de Los Santos, sobre el cañón del río Chicamocha en el departamento de Santander.

Zona 3: Se ubica sobre la nueva vía al municipio de San Vicente de Chucurí, sobre cortes de carretera.

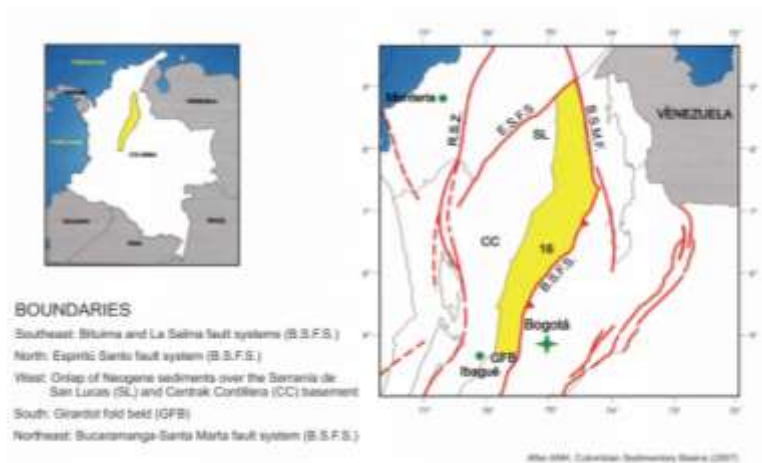


Figura 1. Localización y límites de la cuenca del VMM. Tomado y modificado de Sarmiento

2011



Figura 2. Ubicación del área de estudio. Tomado y modificado de Google Earth

### 3. Marco Geológico Regional

La Cuenca del VMM corresponde a una cuenca sedimentaria de tipo intermontana (Figura 3). Estratigráficamente la Cuenca del VMM está representada por una secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico hasta el Plioceno (Caballero, 2010).

Esta cuenca actualmente es un sitio con alto potencial de explotación de recursos no renovables como lo son los yacimientos no convencionales (oil shale y gas shale)

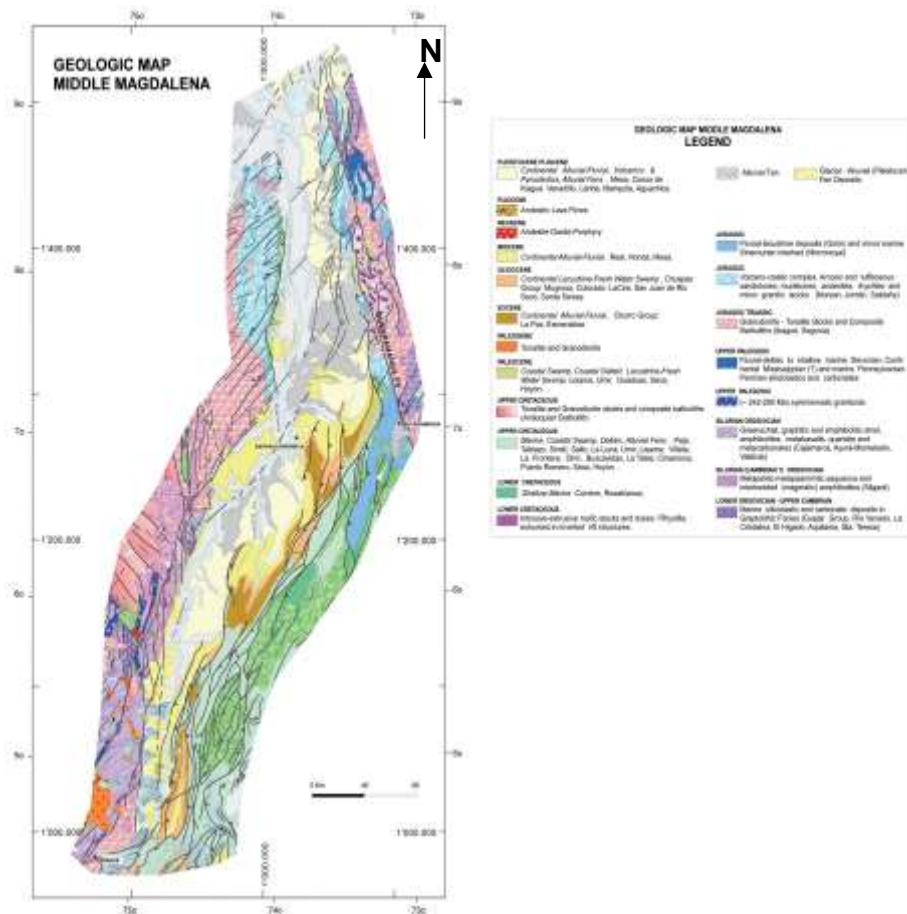


Figura 3. Mapa Geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Sarmiento 2011.

### **3.1 Estratigrafía**

#### **Formación Rosablanca**

Cretácico inferior Hauterviano – Barremiano (Ward et al. 1973). Esta descrita originalmente por Wheeler (1929) y estudiada en detalle por Cardozo y Ramírez (1985) en la región de Villa de Leiva (Boyacá) y Gámbita (Santander). Se encuentra ampliamente distribuida en el Departamento de Santander.

Está compuesta en su parte inferior por capas de caliza y yeso, con oolitos, ostrácodos y dolomías; hacia la parte superior consta de areniscas y lodolitas calcáreas. En la parte inferior presenta depósitos evaporíticos como yeso y polihalita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depositación; el resto de la secuencia se depositó en un medio marino somero en condiciones neríticas (Tomado de Royero & Clavijo; 2001).

#### **Formación Paja**

Se depositó a finales del Barremiano tardío hasta el Aptiano temprano (Ward et al. 1973). Inicialmente descrita por Wheeler (en MORALES, et al., 1958). Esta unidad está constituida por lutitas y shales gris oscuros a azulosos, fosilíferos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, con algunas intercalaciones de shales grises, localmente arenosos, calcáreos, fosilíferos, localmente limosos a arenosos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, también pequeñas intercalaciones de calizas grises, localmente arenosas, fosilíferas. (Tomado de Royero & Clavijo; 2001).

### **Formación Tablazo**

Descrita por (Morales et al., 1958); Considerada del Aptiano superior - Albiano inferior; La localidad tipo está en el sitio Tablazo, en el puente del cruce del Río Sogamoso de la vía Bucaramanga-San Vicente. La secuencia de esta unidad consiste en calizas gris a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas.

El ambiente de depósito parece corresponder a condiciones neríticas, poco profundas. (Tomado de Royero & Clavijo; 2001).

### **Formación la Luna**

Fue descrita por Garner (en JULIVERT, et al., 1968) y el nombre procede de la Quebrada La Luna al NW de Perijá, Zulia (Venezuela). Según la literatura (Morales et al., 1958), las capas referidas al Miembro Salada han sido datadas como Turoniano inferior. La edad del miembro Pujamana abarca desde el Turoniano superior hasta en Coniaciano superior.

El miembro más alto (el Galembo) ha entregado fauna que ha sido fechada como del intervalo Coniaciano superior hasta Santoniano.

La unidad está constituida por calizas gris oscuras, arcillosas, lutitas grises a negras, calcáreas, en capas delgadas, lutitas gris oscuras con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas,

concreciones de calizas con fósiles, que alcanzan más de dos metros de diámetro y capas delgadas de chert negro y también capas fosfáticas hacia la parte superior. En el Valle Medio del Magdalena la Formación La Luna se subdivide en tres miembros: el inferior Salada, el intermedio Pujamana y el superior Galembo (Tomado de Royero & Clavijo; 2001).

### **Formación Umir**

Según Morales et al, (1958). La edad de esta formación es Cretácea superior, (Maastrichtiano-Campaniano). Descrita por Huntley (en JULIVERT, et al., 1968); Consta de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas, lutitas grises a gris oscuras, carbonosas, con nódulos ferruginosos, intercalaciones de areniscas y limolitas, grises, carbonosas y micáceas.

También es común la presencia de capas explotables de carbón de 0,60 a 5,00 m de espesor (Tomado de Royero & Clavijo; 2001).

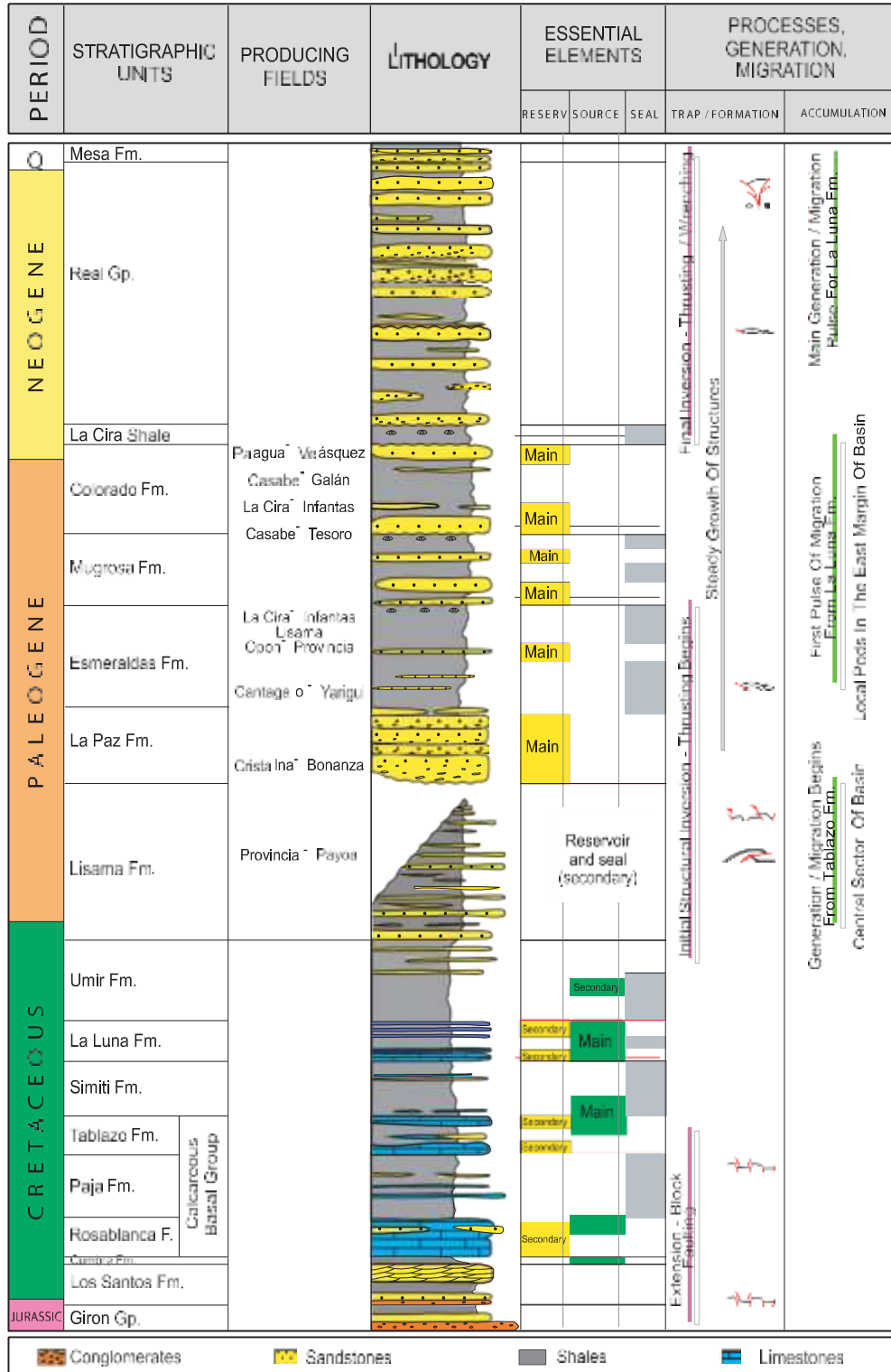


Figura 4. Columna estratigráfica generalizada. Tomada de Barrero et al., 2007

### **3.2 Marco Estructural**

El Valle del Magdalena se ha dividido en 3 cuencas las cuales corresponden al Valle Superior, Valle Medio y Valle inferior del Magdalena. El VMM es actualmente una cuenca intramontana que inicio como cuenca de antepais y que separa las dos ramas orientales de los andes colombianos: la cordillera central (al Oeste) y la cordillera oriental (al Este).

El sistema de fallas Espíritu Santo y el cinturón plegado de Girardot, son los limites geológicos entre el Valle alto y medio del Magdalena; al noreste la cuenca está limitada por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por los sistemas de fallas Bituima y La Salina (Figura 5). (Sarmiento 2011)

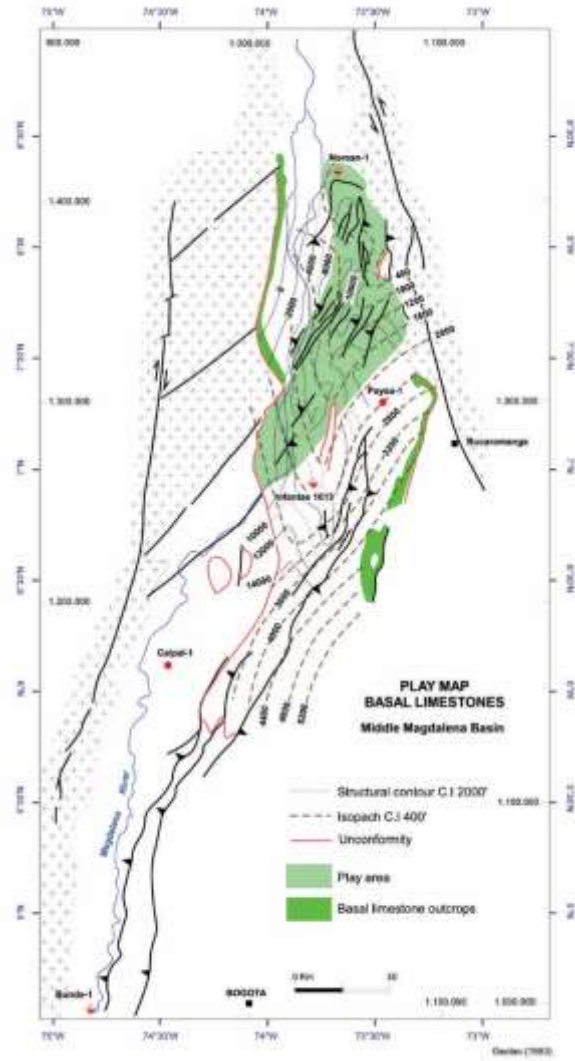


Figura 5. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio del Magdalena. Tomado de Sarmiento

2011

## 4. Metodología

Con el objeto de obtener muestras de gas partir de roca fuente se recolectaron muestras de roca sin meteorización o con el grado mínimo de meteorización. Las muestras de roca fresca o no meteorizada fueron sometidas a análisis geoquímicos que a continuación se describen:

### 4.1 Recolección y Toma de Muestras

Se tomaron muestras *in situ*, siguiendo los siguientes parámetros: para la toma de muestras se seleccionaron minas o canteras cuyos frentes de explotación estaban en producción, de igual manera cortes de carretera en donde se estuvieran realizado trabajos de adecuación de la vía, con el fin de recolectar muestras de roca fresca (ver figura 6).



Figura 6. Corte de carretera reciente en la Vía Bucaramanga – Barrancabermeja. Formación

Umir

El muestreo se realizó en el flanco Oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, abarcando los municipios de San Vicente de Chucurí, Barrancabermeja y Los Santos.

A nivel general el área se dividió en tres zonas, según cada municipio respectivamente, haciendo hincapié en muestras de roca fresca pertenecientes a las formaciones Rosablanca, Tablazo, Paja, La Luna, Umir y Mugrosa, recolectando un total de veintisiete (27) muestras.

En la zona Barrancabermeja se tomaron muestras de las formaciones Paja, La Luna, Umir y Mugrosa, con un total de diez y seis (16) muestras recolectadas, con litologías variantes entre Calizas, Shales, Asfaltitas, Fosforitas y Arenas saturadas en Crudo.

En el área correspondiente a Los Santos, se muestreo la Formación Rosablanca, en donde se recolectaron cinco (5) muestras que varían entre Calizas, Yeso y combinación de las mismas (ver figura 7).

La zona perteneciente a San Vicente de Chucurí se recolectaron muestras pertenecientes a las formaciones Tablazo y La Luna; recolectando un total de seis (6) muestras, en donde se muestrearon areniscas calcáreas y calizas.

La metodología que se utilizó en la toma de muestras inicia con la selección de las áreas y acceso a frentes de explotación o cortes de carretera recientes, en donde se observa la superficie expuesta de la roca a muestrear.



Figura 7. Frente de explotación, Mina El Carrancho, Yesos Prada LTDA, Formación Rosablanca

Luego de haber seleccionado el lugar de muestreo, se procede a retirar una capa de aproximadamente 10 cm de espesor de la roca, con el fin de eliminar posibles contaminantes y quitar la roca que ha sido alterada por agentes externos, buscando así, la muestra de roca más representativa. Una vez expuesta la roca, se procede a extender una fibra en el suelo con el propósito de aislar y recolectar la muestra extraída.



Figura 8. Fracturamiento y recolección de muestra en recipiente de polietileno.

Habiendo extraído la muestra se procede a almacenar y empacar la muestra recolectada en dos partes; en primera instancia la roca se fractura, de tal manera que se obtengan pequeños pedazos de roca e inmediatamente se depositan en recipientes (botellas) de polietileno, llenándolos hasta aproximadamente tres cuartas partes del volumen del recipiente (ver figura 8); luego de ello se procede a tapar con un sello hermético que impida la fuga del gas que se libera de la roca muestreada, con el fin de posteriormente realizar análisis de Cromatografía de Gases ( $C_1 - C_6$ ) (ver figura 9).

Con la muestra restante se procede a almacenarla en bolsas de polietileno, selladas y referenciadas según el tipo de roca, la formación de la que se extrajo y las coordenadas del lugar, para posteriormente realizarles análisis de %TOC y Pirolisis Rock Eval.



Figura 9. Muestras de roca fresca depositadas en botellas y tapadas con un sello hermético que impida la fuga de gas.

#### 4.2 Muestreo de Gas

La metodología utilizada para el muestreo de gas consiste en la deposición de fragmentos de roca fresca en un recipiente vacío, sellado herméticamente y posteriormente referenciadas teniendo en cuenta el nombre de la Formación, el tipo de roca y las coordenadas del lugar; esta técnica

consiste en que el muestreo de gas enlatado en espacio libre es una forma de analizar compuestos volátiles asociados a una muestra sin el uso de extracción por solventes (ver figura 10).

Contrario a los métodos de muestreo de gas convencionales que parten de logística y procedimientos extensos en donde se hace necesario la toma de núcleos de perforación e inmediata deposición en Canisters para poder recolectar el gas liberado por la roca.

En algunos casos se hace necesario agregar solventes en el Canister que ayuden a liberar el gas contenido en la roca o también sometido a agitaciones que cumplan con el mismo propósito.



Figura 10. Técnica de espacio Libre, a) Prototipo de botella. b) Tapa con sello hermético. c)

Parte posterior de tapa

### 4.3 Molienda

Teniendo las muestras debidamente empacadas y referenciadas anteriormente en bolsas de polietileno, se procede a sustraer una porción de muestra con el propósito de posteriormente

realizar análisis de %TOC y Pirolisis Rock Eval; para ello es necesario tener la muestra preparada para las condiciones de los equipos analizadores, por lo cual, la muestra es macerada en un mortero de Agatha, marca Fritsch Pulverisette 2 (ver figura 11), durante veinte (20) minutos y posteriormente re empacada en pequeñas bolsas de polietileno con la referencia correspondiente para cada muestra.



Figura 11. Muestra macerada en Mortero de Agatha

#### 4.4 Analítica

Para la interpretación de los datos se hace necesario contar con las siguientes técnicas que nos permitan demostrar la relación que existe entre los resultados obtenidos de cada una de ellas y que permita llegar a una conclusión lógica e idealizar de la manera correcta su descripción.

4.4.1 Cromatografía de Gases. La cromatografía de gases, es un método fisicoquímico de separación de los componentes presentes en una mezcla, que se basa en la separación por partición de un soluto entre una fase gaseosa móvil y una fase líquida estacionaria sostenida sobre un soporte sólido. Esta técnica es adecuada para separar componentes que son volátiles sin descomposición aplicando normalmente temperaturas que van de la ambiental a los 300 °C (Schomburg, G.,1990, tomado de Cañipa M., 2002).

Los detectores más útiles en GC son los detectores de conductividad térmica y de ionización en llama; son detectores excelentes para los tipos rutinarios de análisis, por ejemplo, en el control de calidad; El detector produce una señal eléctrica proporcional a la cantidad de muestra inyectada al cromatógrafo, a medida que cada componente separado fluye a través de él (ver figura 12). Esa señal es enviada al registrador que realiza un gráfico de área en función del tiempo (cromatograma) [MARTÍNEZ MEDINA Y., 2009]

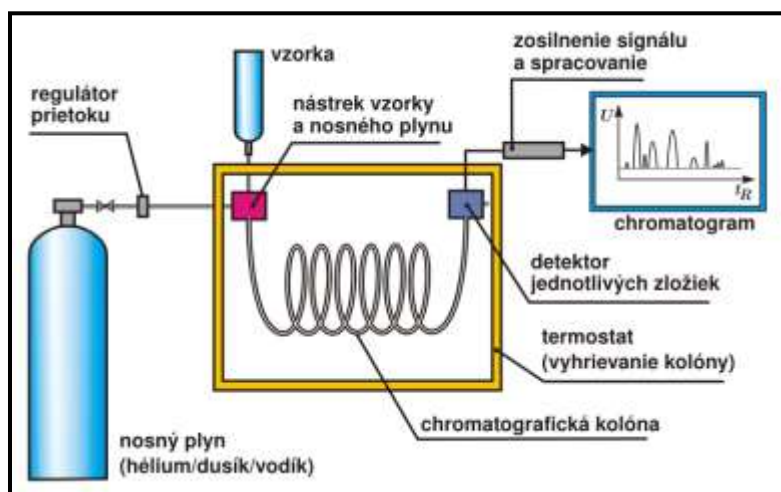


Figura 12. Diagrama de sistema cromatográfico. Tomado de wikibooks.org

4.4.2 Carbono Orgánico Total (TOC). La medida de la cantidad de materia orgánica se puede establecer directamente a través del Carbono Orgánico Total (TOC), o bien indirectamente a partir de la capacidad reductora del carbono existente en la muestra mediante la determinación de la Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) y la Demanda Química de Oxígeno (DQO).

No obstante, TOC es una medida más rápida, cuidadosa y directa del contenido orgánico ya que no depende del estado de oxidación inicial de la materia, ni mide otros enlaces orgánicos, como nitrógeno e hidrógeno, o inorgánicos que pueden contribuir en la demanda de oxígeno medida.

Para nuestro caso se realizó la técnica de TOC utilizando el analizador de carbono y azufre marca Leco SC- 144DR (ver figura 13), ubicado en el laboratorio de geoquímica del petróleo UIS, las muestras a analizar fueron atacadas con ácido clorhídrico a una concentración determinada, con el fin de verificar que la muestra no tenga contenido de carbonatos, luego de ello es lavada y secada al horno para eliminar la humedad.

Seguido de ello las muestras se envasan en un crisol y se introducen al analizador. La muestra en el analizador es sometida a temperaturas entre los 1350°C y 1500°C, durante dos minutos aproximadamente. Una celda de conductividad térmica determina la concentración de CO<sub>2</sub> producido durante la combustión; Los datos obtenidos son procesados mediante el software SC-144R del analizador LECO, determinando así la cantidad de carbono orgánico total en cada una de las muestras.



Figura 13. Analizador de carbono y azufre LECO SC-144DR

4.4.3 Pirolisis Rock- Eval. Este método utilizado en la caracterización de las muestras, ha sido utilizado ampliamente para identificar la ocurrencia de la materia orgánica, el tipo y su nivel de madurez en los últimos 30 años. Esta técnica también se ha utilizado para cuantificar el contenido total de carbono orgánico (TOC), así como el contenido de carbono mineral tanto de las rocas del reservorio como de la roca fuente (Tomado de Espitalié et al., 1986, Laharargue et al., 1998, Behar et al. 2001, en el trabajo de M. Romero, G. Letort et. al, 2014).

La Pirolisis, fue desarrollada en la primera mitad de la década de los sesentas del siglo pasado, como herramienta de exploración, para estimar el potencial de muestra de una roca, al medir la diferencia entre el carbono total (CT o COT) y el carbono residual (CR) después de la pirólisis. El método Rock-Eval es descrito y ampliamente empleado en la industria del petróleo, fue desarrollado en el Institut Francais Pétrole en asociación con Petrofina en la década de 1970.

Los análisis caracterizan el tipo de materia orgánica, se calcula el potencial residual de la muestra y su COT, para evaluar la evolución térmica (V. Pineda, 2012)

La versión utilizada del aparato corresponde a la serie de productos Rock Eval, es el: Rock Eval 6 (ver figura 14), comercializado por Tecnología Vinci desde 1996 y desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), esta versión es la más avanzada de su serie y está equipado con dos micros-hornos para la combustión y la pirolisis, y un detector de infrarrojos, para garantizar un control continuo de CO y CO<sub>2</sub> liberado tanto en la fase de pirolisis como en la combustión (oxidación). Es utilizada no solo para caracterizar las rocas generadoras sino también para el estudio de yacimientos (S. Obiang, 2016):



Figura 14. Pirolizador anhídrido marca Rock-Eval 6 Turbo utilizado en la determinación los parámetros S1, S2, S3 y T<sub>máx</sub>.

Durante la realización del análisis en el aparato se tiene una fase inicial de pirolisis en la cual se calienta la muestra de roca a 300°C en una atmosfera inerte, para luego incrementar la temperatura a una velocidad de 25°C por minuto hasta alcanzar los 650°C a próximamente.

En esta fase, se mide la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos, concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3, los cuales representan lo siguiente (S. Obiang, 2016):

- El S1 representa los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre.
- El S2 corresponde a los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del Kerógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra. Representa el potencial generador de la muestra, en caso de continuar el proceso de maduración térmica.
- El S3 corresponde con el CO<sub>2</sub> que se libera con resultado del cracking térmico del Kerógeno residual presente en la muestra la fase secundaria consiste en la oxidación o combustión, el ensayo se realiza en un ambiente oxidante y se utiliza el Kerógeno residual de la fase anterior, pero en este caso, en el horno de combustión. En esta fase se tiene dos picos más de gas, el S4 y S5 (S. Crispín, 2016):
- El S4, corresponde al CO<sub>2</sub> y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aun en la muestra.
- El S5 se corresponde con el CO<sub>2</sub> resultado de la descomposición de los carbonatos.

Dentro de los resultados arrojados Independientemente de los picos S1, S2, S3, S4 y S5, con el ensayo del Rock Eval se obtienen otros parámetros geoquímicos importantes de las muestras,

que se utilizan para la caracterización o valorar el potencial de generación de las mismas, y éstos pueden ser (S. Obiang, 2016):

- El índice de producción (PI): se define como la relación  $S1 / (S1+S2)$ .
- El potencial de petróleo o potencial de generación: se define como la suma de  $S1+S2$ .
- El índice de hidrogeno (HI): se obtiene de la relación entre el hidrogeno y el TOC, y se define como  $100 \times S2/TOC$ .
- El índice de oxígeno (OI): se define como  $100 \times S3/TOC$ . la cantidad de oxígeno contenido en el Kerógeno.
- El carbono orgánico total (TOC): se define como  $PC +RC$ . es la cantidad total de carbono orgánico de la muestra de roca.
- La temperatura máxima (Tmax.): representa la temperatura del horno de pirolisis durante el periodo de máxima generación de hidrocarburos.

4.4.4 Secciones Pulidas. Las muestras deben estar granuladas por lo cual, mediante un martillo se procede a fracturarlas y posteriormente pasarlas por dos tamices, en donde los granos que estén entre el tamiz N°30 y el tamiz N°20 serán los usados.

Teniendo las muestras a usar, se procede a utilizar alrededor de 40 gramos, pasando cada una de ellas a los moldes plásticos. Posteriormente, se emplea una resina que polimeriza a temperatura ambiente, junto con un endurecedor que ayuda a mantener la consistencia deseada.

La muestra se mezcla con el fin de evitar posibles desniveles en la misma y mejorar la acomodación de los granos con la resina, intentando así que los granos que se encuentran en el fondo del molde estén hacia el centro de este.

La mezcla se deja reposar por un periodo de tiempo prudencial y posteriormente se pasa a la cabina de extractora de gases marca Forntier-Esco por un tiempo aproximado de 12 horas con el fin de secar y endurecer las muestras utilizadas (ver figura 15).



Figura 15. Muestra Granulada con resina en el molde de plástico.

Ya con las muestras endurecidas, procedemos a realizar un desbaste en las mismas, con el fin de producir una superficie plana y libre de cavidades. El proceso de devaste se realiza de forma automática, por medio de la Devastadora Pulidora marca Phoenix Beta Buehler, utilizando adhesivos abrasivos de 240C, 400C y 600C y agua como lubricante (ver figura 16); este proceso se realiza por un tiempo de 2 minutos por muestra según cada abrasivo. Las muestras se deben limpiar con agua cada vez que el proceso de desbaste involucre un nuevo abrasivo.



Figura 16. Devastadora y Pulidora utilizada en la preparación de secciones pulidas.

Con las muestras desbastadas al punto de tener superficies planas, el proceso a seguir es el pulido con el fin de darles el acabado final, teniendo superficies lisas y exentas de huecos y rayas, adquiriendo propiedades reflectantes. Este proceso se realiza de forma automática usando la Devastadora Pulidora marca Phoenix Beta Buehler; se usan abrasivos del orden de 0.3 micrones y 0.05 micrones extendidas sobre un paño de tela. La pulida se realiza por un tiempo de 2 minutos por muestra o hasta obtener el acabado deseado (ver figura 17).



Figura 17. Secciones Pulidas terminadas.

4.4.5 Muestreo Gamma Ray. El método utilizado para la detección de minerales radiactivos durante la obtención de datos en campo, fue realizado a través de la implementación del instrumento: SCINTILLOMETER (SPP2 survey meter, de referencia: Saphymo-S.P.P. 2 NF Scintillometer), adscrito a la escuela de geología UIS (ver figura 18).



Figura 18. Scintillometer utilizado en campo

La técnica consiste en Consiste en un transmisor de ondas ópticas o de radio y un receptor en extremos opuestos de una trayectoria de propagación atmosférica. El receptor detecta y evalúa las fluctuaciones en la intensidad de la señal transmitida, que se denomina centelleo (Solignac et al., 2009 en K. A. Al-Gaadi., 2016). El Scintillometer es un Instrumento usado para localizar material que emite rayos gamma.

El circuito de salida de audio incluye una indicación fonética de la presencia de radiación. Este circuito complementa la lectura del medidor de los mismos niveles de radiación y lo hace por cambio de tono, proporcional al nivel de radiación. Un umbral de sonido permite ajustar el nivel sobre el fondo en el que se activa el sonido (A. N. Amadi et al. 2012).

El SPP2 es un dispositivo portátil diseñado especialmente para localizar fuentes, en un entorno extremadamente duro; Con su señal de frecuencia modulada de señal de audio, los productos radiactivos y las fuentes son fáciles de localizar ([www.saphymo.com](http://www.saphymo.com))

El procedimiento en campo consistió en tomar el registro gamma sobre la formación, en un afloramiento que brindara las condiciones de una roca fresca (muestra recién extraída con poca exposición a la erosión y meteorización). Se hizo toma del dato en el lugar con el aparato el cual despliega una herramienta en forma de cañón (ver Figura 19) que es la indicada para apuntar en el lugar que se quiere obtener el registro, el cual fue agregado a la libreta de campo junto con las demás descripciones geológicas pertinentes para la investigación.



Figura19. Modo de empleo del scintillometer durante la toma de datos.

## 5. Resultados

### 5.1 Cromatografía de Gases

En la tabla 1 se compilan los resultados de la cromatografía de gases realizada a 27 muestras correspondientes a las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa, con litologías variantes dependiendo de la formación analizada.

Tabla 1. Resultados de análisis de Cromatografía de gases C1 - C7

ID MUESTRA	Formación	Roca	Etano {%mol}	Propano {%mol}	Iso-Butano {%mol}	n-Butano {%mol}	Neo-Pentano {%mol}	Iso-Pentano {%mol}	n-pentano {%mol}	n-Hexano {%mol}	n-Heptano {%mol}	Nitrógeno {%mol}
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	45,433
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	0,172	0	0	0	0	0	0	0	0	74,8318
DT-01-06-01	Umir	Shale	0	0	0,0054	0,0182	0	0,0095	0,0108	0,0004	0,0017	75,2689
DT-01-06-02	Umir	Asfaltita	2,7254	8,83E-05	0,0004	0,0044	0	0,0003	0,0018	0	0	79,6226
DT-03-05-01	Umir	Asfaltita	0,01782	0,00082	0,0002	0,00407	0	0	0	0	0	71,583
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	0,0168	0,0001	0,002	0,0089	0	0,0125	0,0147	0,0127	0,0054	69,2574
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	0	3,83E-04	7,31E-05	0,0042	0	8,67E-05	1,80E-03	0,00042	2,04E-05	73,59
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	0	0,0001	3,30E-05	0,004	0	2,14E-05	0,0017	0,0004	1,79E-06	72,335
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	0	0,0001	2,22E-05	0,004	0	2,89E-05	0,0018	0,0004	0	75,4047



A los resultados obtenidos en la cromatografía de gases se procedió a realizar un recalcu de ellos debido a que los resultados de nitrógeno generados por el cromatógrafo muestran en realidad, la presencia del mismo en el recipiente en el que se almacenó la muestra, mas no el contenido en la muestra analizada, por lo cual, se hace un recalcu de los valores obtenidos, exceptuando el nitrógeno.

Tabla 2. Recalcu para resultados de análisis de Cromatografía de gases C1 - C7

ID MUESTRA	Formación	Roca	Etano {%mol}	Propano {%mol}	Iso-Butano {%mol}	n-Butano {%mol}	Neo-Pentano {%mol}	Iso-Pentano {%mol}	n-pentano {%mol}	n-Hexano {%mol}	n-Heptano {%mol}
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	100	0	0	0	0	0	0	0	0
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	100	0	0	0	0	0	0	0	0
DT-01-06-01	Umir	Shale	0	0	11,7391	39,5652	0	20,6521	23,4782	0,8695	3,6956
DT-1-06-02	Umir	Asfaltita	99,7438	3,23E-03	0,0146	0,161	0	0,0109	0,0658	0	0
DT-03-05-01	Umir	Asfaltita	76,92	3,7104	0,9049	18,552	0	0	0	0	0
DT-03-05-02	Umir	Areniscas	22,9822	0,1367	2,7359	12,175	0	17,099	20,109	17,373	7,3871
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	0	5,4714	1,0443	60	0	1,2386	25,714	5,7142	0,2914
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	0	1,5873	5,24E-01	63,492	0	3,40E-01	26,984	6,3492	2,84E-02
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	0	1,5625	3,47E-01	62,5	0	4,52E-01	28,25	6,25	0
DT-03-01-01	La Luna	Concreción Calcárea	66,4206	3,69	0	18,4501	0		7,38	3,69	0,369
DT-03-01-02	La Luna	Concreción Calcárea	64,98	3,6101	1,083	18,05	0	1,083	7,22	3,6101	0,361
DT-03-02-01	La Luna	Fosforita	67,4157	3,7453	0	18,726	0	1,1236	7,4906	1,4981	0
DT-03-	La Luna	Fosforita	71,18	1,2711	0,423	17,37	0	0,211	7,627	1,694	0

<b>02-02</b>		a	64		7	2		8	1	9	
<b>DT-03-04-01</b>	La Luna	Arenisc a	72,92 5	0,1746	0	17,42 3	0	0,087 3	7,423 5	1,746 7	0
<b>DT-03-04-02</b>	La Luna	Arenisc a	90,27 0	0,2162	0	0	0	0	9,405 4	0	0
<b>DT-03-08-01</b>	La Luna	Caliza	72,03 3	0,8474	0,423 7	16,94 9	0	0,423 7	7,627 1	1,694 9	0
<b>DT-03-08-02</b>	La Luna	Arenisc a Calcárea	50,27 4	27,197 8	0,824 1	7,417 5	0	6,593 4	3,296 7	3,571 4	0,8241
<b>DT-03-06-02</b>	Tablazo	Arenisc a Calcárea	58,41 9	1,0309	0,343 6	14,08 9	0	1,374 5	7,903 7	8,591	8,2474
<b>DT-03-06-03</b>	Tablazo	Arenisc a Calcárea	67,31 5	1,1673	0,389 1	16,34 2	0	0,389 1	7,003 8	4,280 1	3,1128
<b>DT-03-07-02</b>	Tablazo	Arenisc a Calcárea	97,10 9	0,578	0,047 7	0	0	0	0	2,312 1	0
<b>DT-03-07-03</b>	Tablazo	Arenisc a Calcárea	72,72 7	0,4329	1,79E -01	17,31 6	0	1,05E -01	7,359 3	1,731 6	1,63E- 01
<b>DT-01-01-01</b>	Paja	Shale	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>DT-02-01-01</b>	Rosabla nca	Yeso	99,52 38	0	5,95E -04	0	0	2,22E -01	0	0	0
<b>DT-02-01-02</b>	Rosabla nca	Caliza	100	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>DT-02-01-03</b>	Rosabla nca	Caliza y Yeso	99,86 0	0	1,39E -01	0	0	0	0	0	0
<b>DT-02-01-04</b>	Rosabla nca	Yeso	100	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>DT-02-01-05</b>	Rosabla nca	Caliza y Yeso	100	0	0	0	0	0	0	0	0

## 5.2 Resultados De Carbono Orgánico Total (%TOC)

En la tabla 3 se muestran los resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) realizado a las muestras representativas para cada formación, siendo un total de 25 muestras analizadas. Se observan porcentajes que varían de acuerdo a cada litología correspondiente a la formación analizada, mostrando resultados entre 0.24 – 65 (%p/p).

Tabla 3. Resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) ara las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa.

<b>ID MUESTRA</b>	<b>Formación</b>	<b>Roca</b>	<b>TC concentración %{p/p}</b>	<b>TOC concentración %{p/p}</b>	<b>TS concentración %{p/p}</b>
<b>DT-01-07-01</b>	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	2,999	2,671	3,429
<b>DT-01-07-02</b>	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	3,083	2,258	0,251
<b>DT-01-06-01</b>	Umir	Shale	1,333	0,884	0,141
<b>DT-1-06-02</b>	Umir	Asfaltita	65,535	65,043	3,1
<b>DT-03-05-01</b>	Umir	Asfaltita	65,535	65,043	3,1
<b>DT-03-05-02</b>	Umir	Arenisca	2,689	5,857	0,007
<b>DT-01-02-01</b>	La Luna	Concreción Calcárea	12,216	1,302	0,006
<b>DT-01-02-02</b>	La Luna	Concreción Calcárea	13,219	3,58	0,032
<b>DT-01-05-01</b>	La Luna	Fosforita	5,734	2,2	0,013
<b>DT-03-01-01</b>	La Luna	Concreción Calcárea	12,216	1,302	0,006
<b>DT-03-01-02</b>	La Luna	Concreción Calcárea	13,219	3,58	0,032
<b>DT-03-02-01</b>	La Luna	Fosforita	5,734	2,2	0,013
<b>DT-03-02-02</b>	La Luna	Fosforita	5,734	2,2	0,013
<b>DT-03-04-01</b>	La Luna	Arenisca	1,287	1,107	0,049
<b>DT-03-04-02</b>	La Luna	Arenisca	1,287	1,107	0,049
<b>DT-03-08-01</b>	La Luna	Caliza	13,470	0,344	0,036
<b>DT-03-08-02</b>	La Luna	Arenisca Calcárea	11,913	2	-0,004
<b>DT-03-06-02</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	8,987	0,244	-0,001
<b>DT-03-06-03</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	8,987	0,244	-0,001
<b>DT-03-07-02</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	4,795	1,226	0,011
<b>DT-03-07-03</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	4,795	1,226	0,011
<b>DT-01-01-01</b>	Paja	Shale	3,473	3,416	0,599
<b>DT-02-01-01</b>	Rosablanca	Yeso	0,189	0,112	0,003
<b>DT-02-01-02</b>	Rosablanca	Caliza	6,127	0,77	0,516
<b>DT-02-01-04</b>	Rosablanca	Yeso	0,189	0,112	0,003

### 5.3 Resultados de Pirolisis Rock Eval

En la realización de análisis de Pirolisis Rock Eval, como parámetro principal se tuvo en cuenta el %TOC en la muestra, en donde a las muestras con valores de %TOC de 1 o superiores a este se les practicaría Pirolisis Rock Eval. Se seleccionaron un total de 10 muestras entre las formaciones Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa mostrando resultados de temperatura Tmax (°C) favorables en la generación de Hidrocarburos.

Tabla 4. Resultados de Pirolisis Rock Eval

ID MUESTRA	Formación	Roca	S1 (mg HC/g muestra)	S2 (mg HC/g muestra)	S3 (mg CO2/g muestra)	Tmax (°C)
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	2,31	8,35	0,54	427
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	1,915	7,555	0,65	426
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	1,245	3,86	0,39	436
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	0,875	3,54	0,34	440
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	2,36	12,87	0,335	439
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	3,11	8,915	0,605	427
DT-03-04-01	La Luna	Shale	0,675	4,07	0,635	425
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Calcárea	0,05	0,765	0,93	443
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Calcárea	0,05	0,19	0,41	392
DT-01-01-01	Paja	Shale	0,265	0,645	0,655	452

A partir de los resultados obtenidos en laboratorio se procedió a calcular otros parámetros de utilidad para la identificación de calidad, tipo y potencial de Hidrocarburos para las formaciones analizadas. Se calculó, Índice de Producción (PI), Índice de Hidrogeno (HI), Índice de Oxígeno (OI), S1+S2 y S2/S3.

Tabla 5. Valores calculados a partir de resultados de Pirolisis Rock Eval

ID MUESTRA	Formación	Roca	PI	HI	OI	S2/S3	SI+S2
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	0,217	312,617	20,217	15,463	10,66
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	0,202	334,588	28,787	11,623	9,47
DT-03-05-02	Umir	Shale	0,244	65,904	6,659	9,897	5,105
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	0,198	271,889	26,114	10,412	4,415
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	0,155	359,497	9,358	38,418	15,23
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	0,259	405,227	27,500	14,736	12,025
DT-03-04-01	La Luna	Arenisca	0,142	367,660	57,362	6,409	4,745
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Calcárea	0,061	43,294	52,632	0,823	0,815
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Calcárea	0,208	15,498	33,442	0,463	0,24
DT-01-01-01	Paja	Shale	0,291	18,882	19,174	0,985	0,91

#### 5.4 Porosidades en Secciones Pulidas

El cálculo de porosidades en secciones pulidas se realizó de manera cualitativa en muestras representativas de las formaciones Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa. Este cálculo se le realizó a las muestras que se les practicaron las técnicas analíticas %TOC, Pirolisis Rock Eval y Cromatografía de Gases.

Los poros son los espacios vacíos que se encuentran en la roca y la porosidad es la relación de porcentaje de poros (espacios vacíos) contra el volumen total de la roca del sedimento (Cruz et al, 2002, guía de laboratorio); por lo tanto, se utilizaran los siguientes parámetros para interpretar las porosidades: Mala, Regular, Buena y muy Buena; Siendo mala la de menor porosidad y muy buena la de mayor porosidad. Teniendo como fundamento estos parámetros, se procedió al análisis al microscopio de las muestras a interpretar, obteniendo los siguientes resultados (ver tabla 6).

Tabla 6. Porosidades en las 10 muestras analizadas para las Formaciones Paja, Tablazo, Umir, La Luna y Mugrosa

<b>ID MUESTRA</b>	<b>Formación</b>	<b>Roca</b>	<b>Porosidad</b>
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	Regular
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	Regular
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	Regular
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	Buena
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	Buena
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	Muy Buena
DT-03-04-01	La Luna	arenisca	Muy Buena
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Cacarea	Muy Buena
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Cacarea	Muy Buena
DT-01-01-01	Paja	Shale	Mala

### 5.5 Resultados Gamma Ray

En la tabla 7 se muestran los resultados obtenidos para los registros Gamma Ray realizado en campo para las formaciones Rosablanca, Tablazo, Paja, La Luna, Umir y Mugrosa. La toma de registro se realizó conforme variaba la litología en cada formación muestreada.

Tabla 7. Resultados de Gamma Ray

<b>ID MUESTRA</b>	<b>Formación</b>	<b>Roca</b>	<b>Gamma Ray {C/S}</b>
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	40-50
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	40-50
DT-01-06-01	Umir	Shale	50-70
DT-1-06-02	Umir	Asfaltita	50-70
DT-03-05-01	Umir	Asfaltita	50-70
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	50-70
DT-01-02-01	La Luna	Concreción Calcárea	90-100
DT-01-02-02	La Luna	Concreción Calcárea	90-100
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	50-60
DT-03-01-01	La Luna	Concreción Calcárea	90-115
DT-03-01-02	La Luna	Concreción Calcárea	90-115
DT-03-02-01	La Luna	Fosforita	50-60
DT-03-02-02	La Luna	Fosforita	50-60
DT-03-04-01	La Luna	Arenisca	60-70
DT-03-04-02	La Luna	Arenisca	60-70
DT-03-08-01	La Luna	Caliza	60-70
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Calcárea	60-70
DT-03-06-02	Tablazo	Arenisca Calcárea	30-40

---

<b>DT-03-06-03</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	30-40
<b>DT-03-07-02</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	30-40
<b>DT-03-07-03</b>	Tablazo	Arenisca Calcárea	30-40
<b>DT-01-01-01</b>	Paja	Shale	80-100
<b>DT-02-01-01</b>	Rosablanca	Yeso	20-30
<b>DT-02-01-02</b>	Rosablanca	Caliza	40-50
<b>DT-02-01-03</b>	Rosablanca	Caliza y Yeso	40-50
<b>DT-02-01-04</b>	Rosablanca	Yeso	20-30
<b>DT-02-01-05</b>	Rosablanca	Caliza y Yeso	40-50

---

## **6. Análisis De Resultados**

Los resultados obtenidos para las formaciones analizadas en el proyecto, permiten realizar una caracterización geoquímica de las rocas generadoras, permitiendo así definir el grado de madurez termal, la calidad y cantidad de materia orgánica y el porcentaje y tipo de gases presentes en las muestras tratadas para las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa. Este análisis se realiza de acuerdo a parámetros que sirven como fundamento en la interpretación de los resultados obtenidos, facilitando la discusión de los datos geoquímicos.

### **6.1 Carbono Orgánico Total (%TOC)**

En la tabla 3 se presentan los resultados de análisis de %TOC realizados para las formaciones tratadas. No se evidencia ninguna tendencia en la calidad y potencial de roca generadora respecto a la secuencia de las formaciones analizadas, esto, debido a que los valores varían respecto a las litologías en cada formación; por lo cual se hace un análisis respecto a cada formación para así, tener mayor claridad.

Con el fin de realizar el análisis respectivo, se da un rango de clasificación según la cantidad de %TOC presente en cada muestra, para esto la roca se clasifica según el potencia de generación en Pobre, Regular, Buena, Muy Buena y Excelente (ver tabla 8)

Tabla 8. Rango de clasificación de la Roca según el contenido de TOC. Tomado y modificado de Peters & Cassa, 1994.

<b>% de Carbono Orgánico Total</b>	<b>Clasificación de la Roca</b>
<b>0 -0,5</b>	Pobre
<b>0,5 - 1</b>	Regular
<b>1-2</b>	Buena
<b>2-4</b>	Muy Buena
<b>&gt;4</b>	Excelente

En la figura 20a se observa el comportamiento en el %TOC respecto a las muestras y formaciones analizadas, pero, con el objeto de una mejor y más fácil interpretación de gráficas, se procedió a realizar un nuevo grafico (figura 20 b), donde se omiten dos resultados de la formación Umir para así tener mayor claridad con respecto a las demás formaciones; no obstante, se aclara que todos los valores se tendrán en cuenta en el análisis e interpretación a realizar

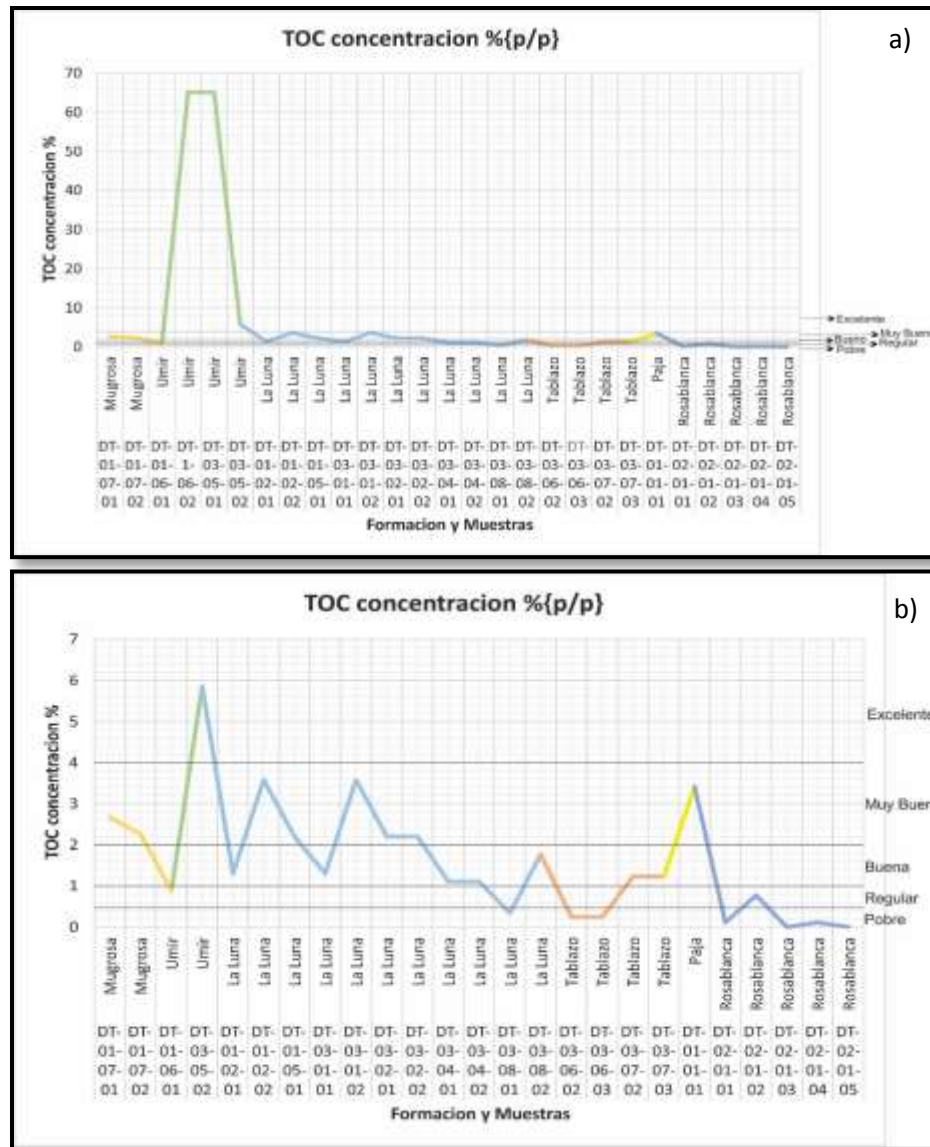


Figura 20. % TOC y Calidad de la muestra, respecto a la cantidad de Materia Orgánica; a) imagen donde se presentan todas las muestras analizadas; b) imagen donde se omiten 2 muestras de la formación Umir.

6.1.1 Formación Rosablanca. Los resultados obtenidos de Carbono Orgánico Total (TOC) en la Formación Rosablanca, muestran bajos contenidos de materia orgánica, con lo que se definen

rangos de pobre a regular en la calidad de la misma y por consiguiente bajo potencial de generación de Hidrocarburos.

Esto se explica, dado que, las muestras analizadas corresponden a calizas con valores de %TOC de 0.77 y Yesos con valores de %TOC de 0.177, pertenecientes a la sección basal de la Formación Rosablanca.

6.1.2 Formación Paja. En la Formación Paja, el resultado que se obtuvo en el análisis de Carbono Orgánico Total (TOC), muestra un porcentaje alto en cantidad de materia orgánica presente en la muestra, siendo este 3.416 %TOC, lo que nos evidenciaría un rango muy bueno en la calidad de materia orgánica y en el potencial de generación de Hidrocarburos; no obstante sabiendo que solo se le hizo análisis a una sola muestra, ya que no se encontraron más zonas donde la roca no estuviera alterada por agentes externos, es decir, roca fresca, no es correcto asegurar que con los análisis realizados en el proyecto el rango en materia orgánica y potencial de generación sea muy bueno, por lo cual, este se procede a definir de acuerdo a distintos autores que realizaron el mismo análisis en la formación.

6.1.3 Formación Tablazo. Para la Formación Tablazo, se obtuvieron valores de Carbono Orgánico Total (TOC) en un porcentaje entre 0.244 y 1.226, la variabilidad en los resultados de %TOC en las muestras analizadas, lo relacionamos a un mayor grado de meteorización en las muestras de menor %TOC que posiblemente alteraron el resultado, puesto que, se muestreó el mismo tipo de roca (areniscas calcáreas) en la formación.

6.1.4 Formación La Luna. Los resultados obtenidos de Carbono Orgánico Total (TOC) en la Formación La Luna, muestran una tendencia en cuanto al tipo de roca analizada, tendiendo que las calizas presentan valores de %TOC de 0.344, las fosforitas y areniscas calcáreas valores de %TOC entre 1-2 y las concreciones calcáreas valores de %TOC de 1.5 – 3, lo que define un rango entre bueno y muy bueno, en cuanto a la calidad de materia orgánica, definiendo un muy buen potencial de generación de Hidrocarburos. El amplio rango en los resultados de las concreciones se puede atribuir a agentes externos que meteorizaron la muestra y por ende alteran los resultados de la misma.

6.1.5 Formación Umir. En la Formación Umir, los resultados que se obtuvieron en el análisis de Carbono Orgánico Total (TOC), muestra un alto porcentaje en la cantidad de materia orgánica presente en las muestras analizadas, teniendo valores de %TOC de 5.857 en los Shales y %TOC de 65.043 en las Asphaltitas, mostrando un rango de muy bueno a excelente en la calidad de materia orgánica presente en la formación y por ende un muy buen potencial de generación de hidrocarburos.

6.1.6 Formación Mugrosa. Los resultados obtenidos de Carbono Orgánico Total (TOC) en la Formación Mugrosa, muestran altos contenidos de materia orgánica, con lo que se define un rango muy bueno en la calidad de la misma y por consiguiente alto potencial de generación de Hidrocarburos. Esto se explica, puesto que, las muestras analizadas corresponden a arenas saturadas en crudo con valores de %TOC de 2.671 – 2.258.

## 6.2 Pirolisis Rock Eval

Para la prueba de pirolisis Rock-Eval se escogieron 10 muestras, bajo el parámetro de un dato de TOC igual o mayor a 1 (ver tabla 9)

Tabla 9. %TOC respecto a las muestras escogidas para análisis de Pirolisis

ID Muestra	Formación	Roca	TOC concentracion % {p/p}
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	2,671
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	2,258
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	5,857
DT-01-02-01	La Luna	Concrecion Calcareo	1,302
DT-01-02-02	La Luna	Concrecion Calcareo	3,58
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	2,2
DT-03-04-01	La Luna	Arenisca	1,107
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Clacarea	2
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Clacarea	1
DT-01-01-01	Paja	Shale	3,416

6.2.1 Resultados para la curva S1. El pico S1 produce en general muy buenos resultados para los hidrocarburos libres en las muestras escogidas para la prueba de Pirolisis Rock-Eval (ver tabla 10).

Tabla 10. Resultados para el Pico S1.

ID Muestra	Formación	Roca	S1 (mg HC/g muestra)
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	2,31
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	1,915
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	1,245
DT-01-02-01	La Luna	Concrecion Calcareo	0,875
DT-01-02-02	La Luna	Concrecion Calcareo	2,36
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	3,11
DT-03-04-01	La Luna	Arenisca	0,675
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Clacarea	0,05
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Clacarea	0,05
DT-01-01-01	Paja	Shale	0,265

Tabla 11. Tabla tomada y modificada por el autor para los parámetros utilizados para el análisis de los picos S1, S2 y S3 de los autores Peters & Cassa, 1994 para S1 y S2; Quiroga & Gainza, 1990, para S3.

PICO S1		PICO S1		PICO S1	
Pobre	0,0 - 0,5	Pobre	0 - 2	Bueno	0 - 1
Regular	0,5 - 1,0	Regular	2 - 5	Regular	1 - 2
Bueno	1 - 2	Bueno	5 - 10	Pobre	> 2
Muy bueno	2 - 4	Muy bueno	10 - 20		
Excelente	> 4	Excelente	> 20		

Las muestras extraídas de las Formaciones Paja y tablazo, arrojan unos valores para la clasificación: Pobre según Peters & Cassa, 1994 (ver tabla 11), mientras que Luna varía en los rangos de la clasificación), pero en promedio presenta valores entre: Buenos y Muy buenos, la muestra tomada en la Formación Umir presenta un dato: Bueno, mientras que los dos ejemplos de la Formación Mugrosa varían en rangos de Buenos a Muy Buenos (ver Figura 21).

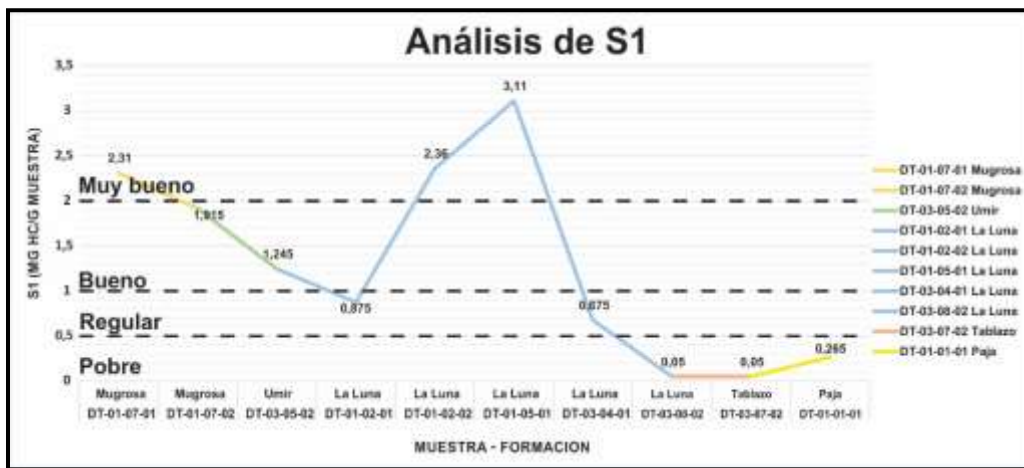


Figura 21. Interpretación del Pico S1.

6.2.2 Resultados para la curva S2. Los picos registrados durante la fase de S2 son muy buenos (ver tabla 12) teniendo en cuenta la tabla 10, en donde se puede observar que las muestras

tomadas de la Formación Paja y Tablazo, presenta un desempeño Pobre, la Formación La Luna varían en sus rangos, pero que en promedio tiene un desempeño entre Regular y Bueno, mientras que para Umir el comportamiento es regular; por el contrario, los dos ejemplares de la formación Mugrosa indican un comportamiento Bueno (ver figura 22).

Tabla 12. Resultados para el Pico S2

ID Muestra	Formación	Roca	S2 (mg HC/g muestra)
DT-01-07-01	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	8,35
DT-01-07-02	Mugrosa	Arena Saturada en Crudo	7,555
DT-03-05-02	Umir	Arenisca	3,86
DT-01-02-01	La Luna	Concrecion Calcareo	3,54
DT-01-02-02	La Luna	Concrecion Calcareo	12,87
DT-01-05-01	La Luna	Fosforita	8,915
DT-03-04-01	La Luna	Arenisca	4,07
DT-03-08-02	La Luna	Arenisca Clacarea	0,765
DT-03-07-02	Tablazo	Arenisca Clacarea	0,19
DT-01-01-01	Paja	Shale	0,645

Con respecto a la relación S1 y S2 vemos que las muestras seleccionadas, en las Formaciones que tuvieron un buen desempeño en S1 lo hacen de la misma manera para el potencial de los hidrocarburos liberados representados en S2.

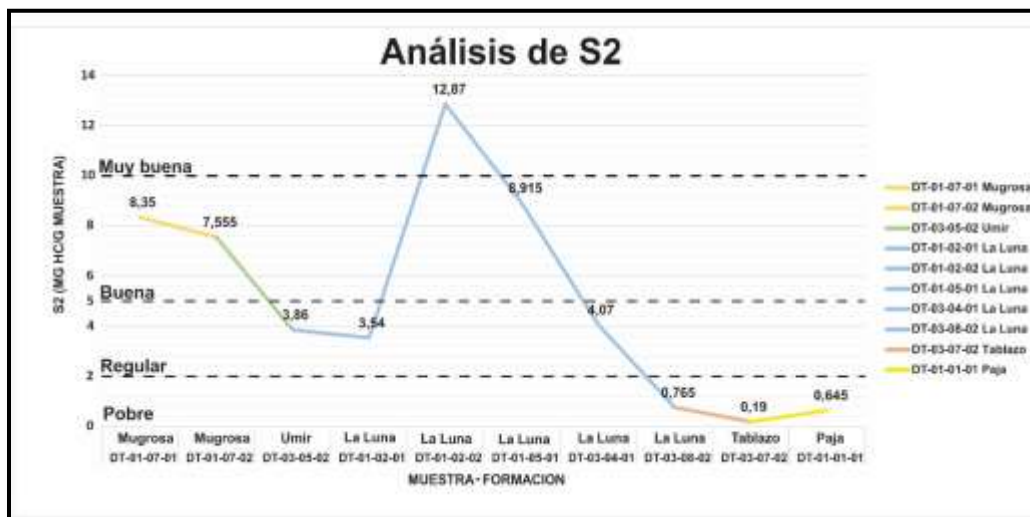


Figura 22. Interpretación del Pico S2

6.2.3 Resultados para la curva S3. Los datos arrojados durante el proceso de pirolisis para el pico S3 (ver figura 23) presentan una liberación de CO<sub>2</sub> con valores que van de 0.3 a 1 (miligramo por gramo de muestra de roca), para los cuales, basándonos en la clasificación de parámetros de Quiroga & Gainza, 1990, son resultados: Buenos y presentan un comportamiento diferente con respecto a los picos S1 y S2, puesto que las Formaciones Tablazo y Paja presentan un mejor desempeño para la liberación del carbono en el proceso de craqueo térmico.



Figura 23. Curva para el Pico S3 respecto a las muestras analizadas

Otros resultados:

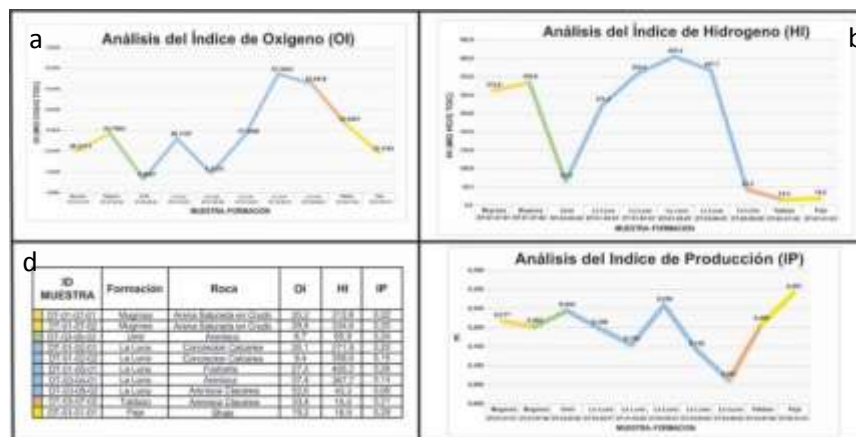


Figura 24. Graficas para las curvas: a) OI; b) HI; c) IP; d) tabla que compila los datos de las gráficas respecto a las muestras analizadas

### 6.2.4 Potencial de Generación (S1 + S2):

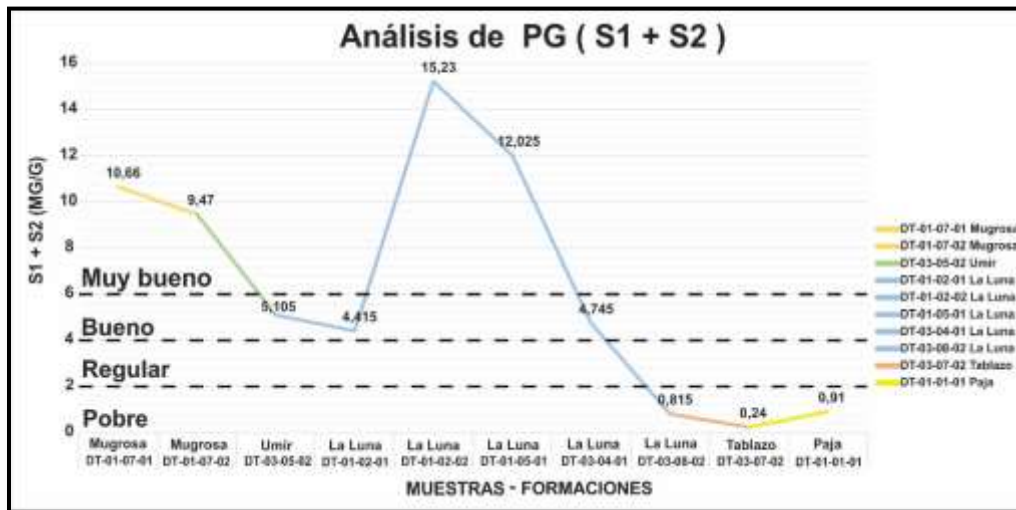


Figura 25. Interpretación para los picos S1+S2

Los datos obtenidos al realizar la suma de S1 y S2, se clasificaron potencialmente teniendo en cuenta la tabla 13. Se observa que para las muestras escogidas (ver figura 25) al aplicar el análisis Rock Eval en lo que corresponde a las Formaciones Paja y Tablazo comprenden resultados que para la clasificación es Pobre, mientras que la formación La Luna en promedio tiene un buen comportamiento teniendo en cuenta que la mayoría de sus muestras estuvieron sobre el parámetro descrito como Bueno; la formación Umír arroja un dato Regular, mientras que la Formación Mugrosa, posee un Buen potencial de generación de hidrocarburos

Tabla 13. Parámetros usados en la interpretación y análisis de Tmax, IP, PG, HI y OI. Tomado y modificado de: Peters & Cassa 1994 (en Tmax, IP, y HI), Dembicki 2009 (en OI) y Quiroga % Gainza 1990 (en PG)

T Max			IP			PG		
INMADURO			< 435	INMADURO		< 0,10		
MADURO	Temprano	435 - 445	MADURO	Temprano	0,10 - 0,15	Pobre	0 - 2	
	Pico	445 - 450		Pico	0,25 - 0,40	Regular	2 - 4	
	Tardio	450 - 470		Tardio	> 0,40	Bueno	4 - 6	
SOBREMADURO			> 470	SOBREMADURO		.....	Muy bueno	> 6
HI			OI					
TIPO DE KEROGENO	HI	PRODUCTO RESULTANTE	TIPO DE KEROGENO	OI				
I	> 600	Petroleo						
II	300 - 600	Petroleo	I	15				
II y III	200 - 300	Petroleo y Gas	II	40				
III	50 - 200	Gas	III	115				
IV	< 50	Ninguno	IV	100				

6.2.5 Tmax. Los resultados del grado de madurez térmica que presentan las muestras de roca analizadas oscilan entre 392 y 452 °C, de las Formaciones Tablazo y Paja respectivamente (ver figura 26).

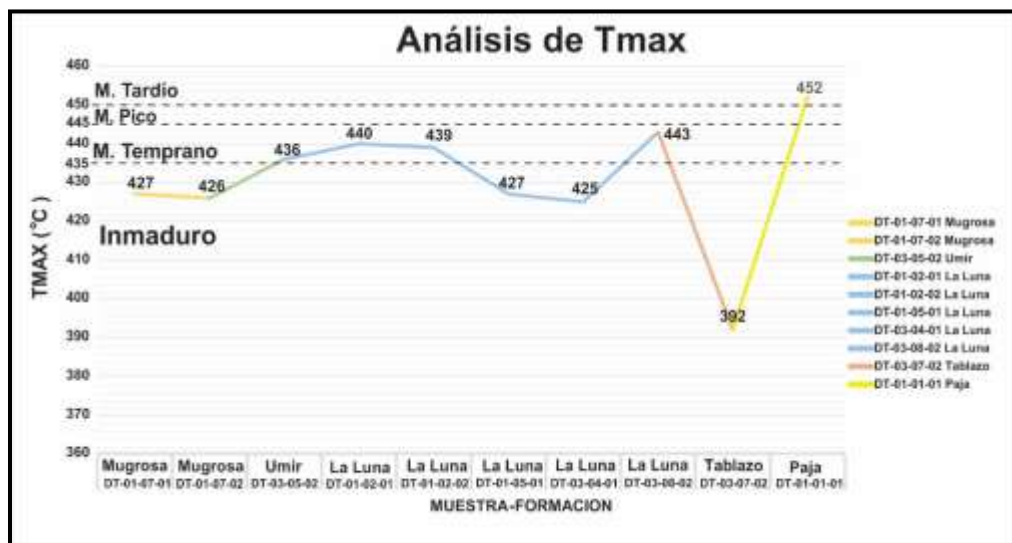


Figura 26. Interpretación de la Madurez Termal en las formaciones, respecto al Tmax en las muestras analizadas.

La información que nos proporcionan estos valores según Peters & Cassa, 1994 (ver tabla 13), sitúa a la formación Tablazo con una materia orgánica aún inmadura; en el caso de la Formación La Luna, se encuentra en un rango que va de inmaduro a maduro temprano, mientras que la formación Umir se ubica en maduro temprano, para la formación Mugrosa los datos la sitúan como inmadura. La Formación Paja obtuvo un dato de maduro tardío en la muestra a la que se le practicó Pirolisis Rock Eval.

6.2.6 Tmax vs HI. La relación HI vs Tmax representada gráficamente en la Figura 27 hace un análisis basándose en la cantidad de hidrógeno que contiene el Kerógeno y la cantidad de energía necesaria para producir hidrocarburos de ese tipo de Kerógeno en el laboratorio durante un corto período de tiempo (GORIN y FEIST-BUKHARDT, 1990 en NUÑEZ & BACETA, 1994).

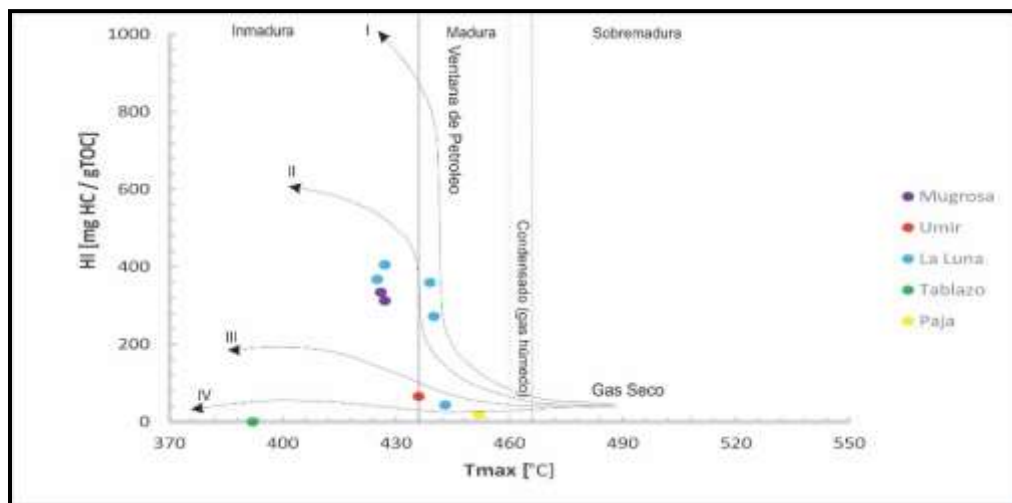


Figura 27. Tmax Vs HI para las formaciones Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Rosablanca.

Modificado por el Autor, Tomado de Sarmiento 2012

Respecto a la Formación Paja podemos apreciar un muy buen Tmax, ubicándola en ventana de generación, pero que presenta muy bajo contenido HI, por lo cual su Kerógeno sería Tipo IV y con ello se deduce que no generaría hidrocarburos. En la muestra analizada para la Formación Tablazo, se tiene muy bajos resultados para Tmax y HI, catalogando la muestra en un Kerógeno tipo IV e inmadura, por lo cual no genera hidrocarburos.

La formación La Luna se encuentra en ventana de Generación de Petróleo para dos de las muestras analizadas con un Kerógeno tipo I, aunque las demás muestras analizadas nos muestran que la formación presenta un buen HI mostrando un Kerógeno tipo II, pero un rango menor en la cantidad de energía para generar hidrocarburos, catalogándonos la Formación como inmadura.

En la Formación Umir se observa que la muestra analizada está en el límite entre madura e inmadura, presenta bajos valores de HI, catalogándola en un Kerógeno tipo III y consecuente con ello una posible producción de gas en la formación.

La Formación Mugrosa tiene un comportamiento similar a La Luna, puesto que, presenta buen HI, pero bajo Tmax, mostrando que presenta Kerógeno tipo II, pero que aún es inmadura

6.2.7 Potencial de Generación PG (S1 + S2) VS % TOC. Se llevó a cabo la visualización grafica de los parámetros PG vs % TOC (ver figura 28), en la cual se evidencia que las muestras tomadas y analizadas tienen un buen porcentaje de TOC (ver tabla 8), ya que fue el parámetro utilizado para la selección de las mismas, aunque no todas presentan un buen potencial de generación

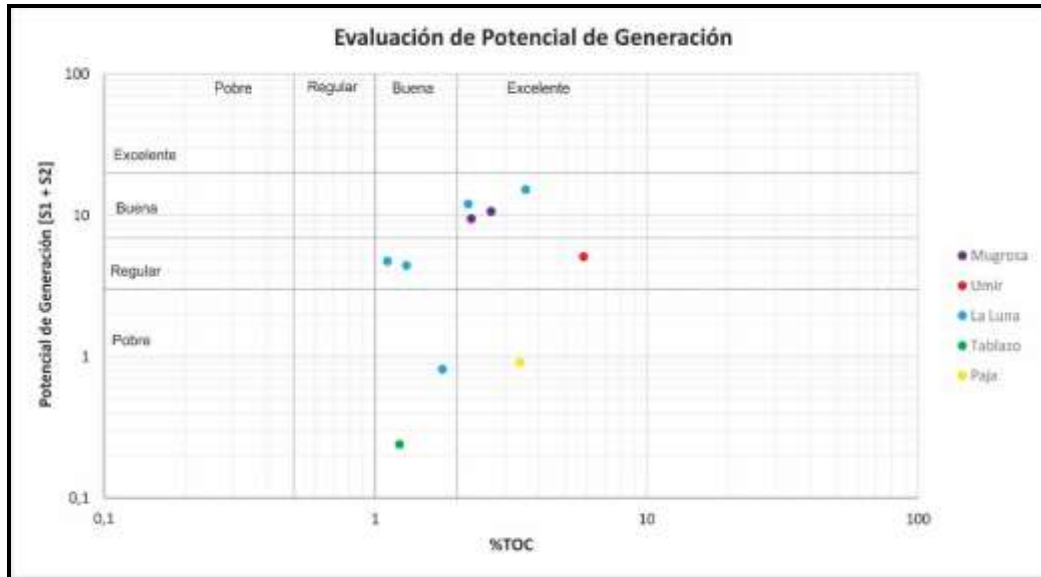


Figura 28. Evaluación del Potencial de Generación, modificado por el Autor, Tomado y modificado de García González 2010

Para las formaciones Paja y Tablazo poseen un porcentaje de TOC excelente y bueno respectivamente, sin embargo, no lo son tanto, en su potencial de generación ya que arrojaron porcentajes muy Pobres, siendo Tablazo la más baja.

En el caso de la Formación La Luna, en general mantiene un buen porcentaje de TOC y el potencial de generación varía entre Regular y bueno, exceptuando uno de los análisis que arrojó un potencial pobre.

Umir, logro el mejor dato en cuanto a TOC refiere con respecto a las otras, no obstante, su potencial es Regular. Se observa que la Formación Mugrosa presenta un excelente porcentaje de TOC y así mismo se asocia a un buen potencial de generación de hidrocarburos.

6.2.8 % TOC VS S2. La representación gráfica que enfrenta al pico S2 con él % TOC (ver figura 29), permite idealizar el potencial de petróleo de la roca (pico S2) en relación con su porcentaje de TOC.

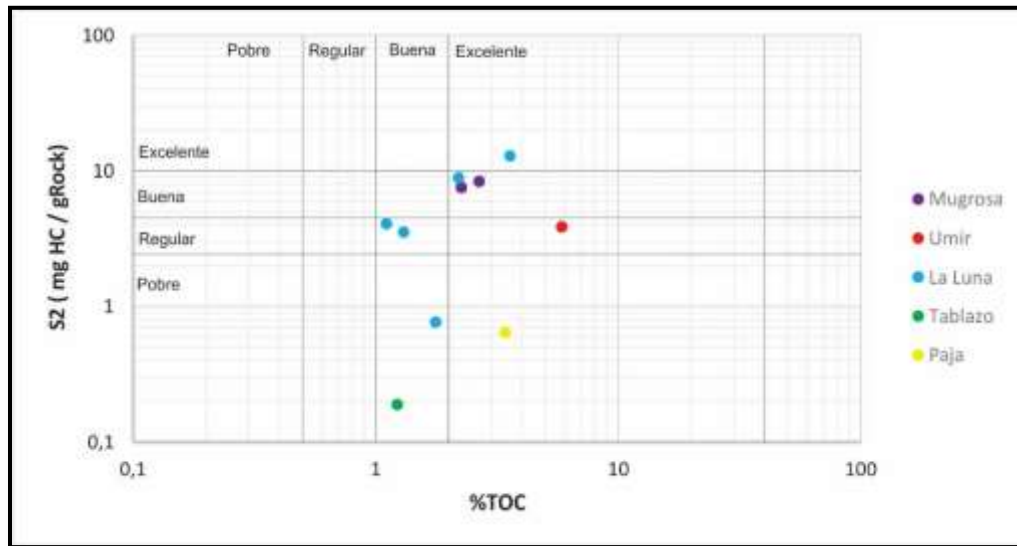


Figura 29. Grafica del pico S2 que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica (McCarthy et al. 2011) Vs % TOC. Modificado por el Autor, Tomado de Dembicki 2009.

Las Formaciones Paja y Tablazo, arrojan porcentajes de TOC nada despreciables, presentan un potencial de generación de petróleo Pobre para sus dos muestras escogidas. Un caso diferente presenta la Formación La Luna que tiene buenos resultados en general ya que logra ubicar una de sus muestras con un excelente potencial y TOC, pero, aunque todas tienen buen %TOC posee una de ellas Buena, dos Regulares y una Pobre en cuanto sus resultados alcanzados en el Pico S2 dándonos una idea de su potencial para la generación de hidrocarburos en las rocas analizadas.

Con respecto a la Formación Umir presenta un potencial regular, aunque un porcentaje de TOC excelente. Es claro que la formación Mugrosa posee un gran potencial ya que las dos muestras analizadas se ubicaron en un buen índice de S2 y un excelente TOC.

6.2.9 Diagrama de Van Krevelen. La relación IH vs OI se puede apreciar en el diagrama modificado de Van Krevelen, que se evidencia en la figura 30; Esta proporciona información aproximada sobre el tipo de materia orgánica que representa la proporción de hidrógeno unido en la estructura orgánica.

Los HI representa la riqueza en hidrógeno y el OI representa el contenido de oxígeno orgánico de la muestra, ambos con respecto al contenido total de carbono orgánico (SNOWDON, 1989, en NUÑEZ & BACETA, 1994)

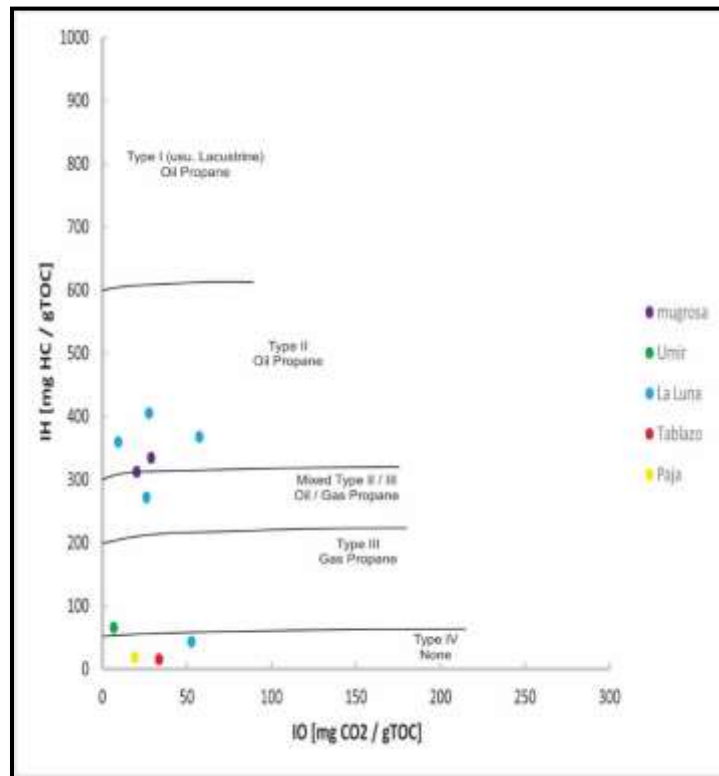


Figura 30. Diagrama de Van Krevelen, modificada por el autor, Tomado y modificado de Sarmiento 2011

Las muestras tomadas para las formaciones Paja y Tablazo, se obtuvieron Kerógeno tipo IV indicando que no presenta producción.

Respecto a la Formación La Luna se ubican en el Kerógeno tipo II para la obtención de petróleo predominantemente, aunque con una muestra ubicada en la zona de producción Gas – Petróleo entre tipo II y III, y una de Kerógeno tipo IV en la que no produce nada. Las rocas evaluadas de la formación Umir, arrojan un Kerógeno tipo III para la generación de Gas; mientras que la Formación Mugrosa arrojan un Kerógeno tipo II.

6.2.10 Cromatografía de Gases. Los resultados obtenidos de las 27 muestras analizadas por Cromatografía de Gases se presentan en las tablas 4 y 5. Para fines de interpretación se procede a analizar los valores mostrados en la tabla 5, ya que en esta se encuentran los resultados luego del recalcu, donde se obvio el nitrógeno en cada uno de ellos.

Con el propósito de una perspectiva general del comportamiento de los gases en las muestras analizadas, se decide realizar una tabla en donde se promedie el resultado de cada gas para las formaciones tratadas (ver tabla 14).

Tabla 14. Promedio de Gases por Formación

Formación	Metano {%mol }	Etano {%mol }	Propano {%mol }	Iso-Butano {%mol }	n-Butano {%mol }	Neo-Pentano {%mol }	Iso-Pentano {%mol }	n-pentano {%mol }	n-Hexano {%mol }	n-Heptano {%mol }
Mugrosa	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
Umir	0	49,91	0,96	3,85	17,61	0	9,44	10,91	4,56	2,77
La Luna	0	50,5	4,49	0,43	27,31	0	1,05	12,58	3,26	0,17
Tablazo	0	73,89	0,8	0,24	11,9	0	0,46	5,57	4,23	2,88
Paja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rosablanca	0	99,87	0	0,03	0	0	0,44	0	0	0

En la figura 31 se observan tendencias en cuanto al comportamiento de los gases en las formaciones, evidenciando claramente que el gas que se encuentra en mayor proporción es el Etano con porcentajes entre el 49 al 100 % en todas las formaciones, exceptuando la formación Paja, puesto que esta no arrojó evidencias de gas.

Por otra parte, se observa que las Formaciones Tablazo, La Luna y Umir son las que mejores resultados muestran en el análisis Cromatográfico, mostrando resultados en 8 de los 11 gases analizados por el Cromatógrafo.

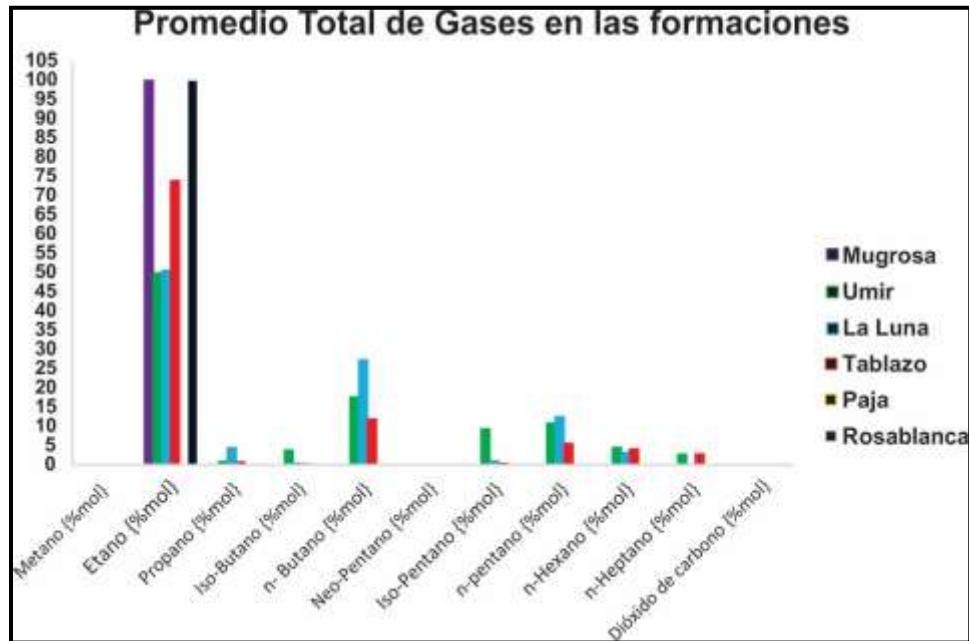


Figura 31. Promedio Total de Gases para cada formación analizada.

Con el fin de identificar una relación entre los resultados obtenidos para las muestras analizadas durante el procedimiento de pirolisis rock eval (ver tabla 8) y las utilizadas durante el proceso de secciones pulidas en el laboratorio (ver tabla 7) se hace un análisis respecto al total de gas presente en cada muestra (ver tabla 15).

Tabla 15. Total de gas en las 10 muestras a las que se les practicaron %TOC, Pirolisis Rock Eval, Cromatografía de Gases y Calculo de Porosidades a partir de secciones pulidas.

ID MUESTRA	Formación	Metano {% mol}	Etano {% mol}	Propano {%mol}	Iso-Butano {% mol}	n-Butano {% mol}	Neo-Pentano {% mol}	Iso-Pentano {% mol}	n-pentano {% mol}	n-Hexano {% mol}	n-Heptano {%mol}	Dioxido de Carbono	Total de Gas en la muestra
DT-01-07-01	Mugrosa	0	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,20
DT-01-07-02	Mugrosa	0	0,172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,17
DT-03-05-02	Umir	0	0,0168	0,0001	0,002	0,0089	0	0,0125	0,0147	0,0127	0,00054	0	0,08
DT-01-02-01	La Luna	0	0	3,83E-04	7,31E-05	0,0042	0	8,67E-05	1,80E-03	0,00042	2,04E-05	0	0,01
DT-01-02-02	La Luna	0	0	0,0001	3,30E-05	0,004	0	2,14E-05	0,0017	0,0004	1,79E-06	0	0,01
DT-01-05-01	La Luna	0	0	0,0001	2,22E-05	0,004	0	2,89E-05	0,0018	0,0004	0	0	0,01
DT-03-04-01	La Luna	0	0,0167	0,0004	0	0,00399	0	0,00002	0,0017	0,0004	0	0	0,02
DT-03-08-02	La Luna	0	0,0183	0,0009	0,0003	0,0027	0	0,0024	0,0012	0,0013	0,0003	0	0,03
DT-03-07-02	Tablazo	0	0,0168	0,0001	8,26E-06	0	0	0	0	0,0004	0	0	0,01
DT-01-01-01	Paja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Para las muestras DT-01-02-01, DT-01-02-02 y DT-01-05-01 se optó por cambiarlas por los resultados obtenidos en las muestras DT-03-01-01, DT-03-01-02 y DT-03-02-01 en donde se hallaron mejores resultados (ver tabla 16); éstas se extrajeron del mismo sitio durante la realización de muestreo en campo con la diferencia del día en que se realizó el levantamiento de las muestras.

La razón de que se generaran mejores datos en la acumulación y tipos de gases presentes en las muestras (ver figura 32), se debe a un mejor Fracturamiento de la roca en el momento de la

recolección en los recipientes utilizados para este propósito. Es de notar que los porcentajes de TOC no se alteran puesto que se trata del mismo tipo de roca tomado en el mismo sitio

Tabla 16. Resultados Cromatográficos obtenidos para las 3 muestras de la formación La Luna a las que se les practicaron los análisis respectivos y su correspondiente muestra por las cual se cambian los resultados.

ID MUESTRA	Formación	Metano { % mol }	Etano { % mol }	Propano { % mol }	Iso-Butano { % mol }	n-Butano { % mol }	Neopentano { % mol }	Iso-Pentano { % mol }	n-pentano { % mol }	n-Hexano { % mol }	n-Heptano { % mol }	Dioxido de Carbono	Total de Gas en la muestra
DT-01-02-01	La Luna	0	0	3,83 E-04	7,31 E-05	0,00 42	0	8,67 E-05	1,80 E-03	0,00 042	2,04 E-05	0	0,01
DT-03-01-01	La Luna	0	0,01 8	0,001	0	0,00 5	0	0	0,00 2	0,00 1	0,000 1	0	0,03
DT-01-02-02	La Luna	0	0	0,000 1	3,30 E-05	0,00 4	0	2,14 E-05	0,00 17	0,00 04	1,79 E-06	0	0,01
DT-03-01-02	La Luna	0	0,01 8	0,001	0,00 03	0,00 5	0	0,00 03	0,00 2	0,00 1	0,000 1	0	0,03
DT-01-05-01	La Luna	0	0	0,000 1	2,22 E-05	0,00 4	0	2,89 E-05	0,00 18	0,00 04	0	0	0,01
DT-03-02-01	La Luna	0	0,01 8	0,001	0	0,00 5	0	0,00 03	0,00 2	0,00 04	0	0	0,03

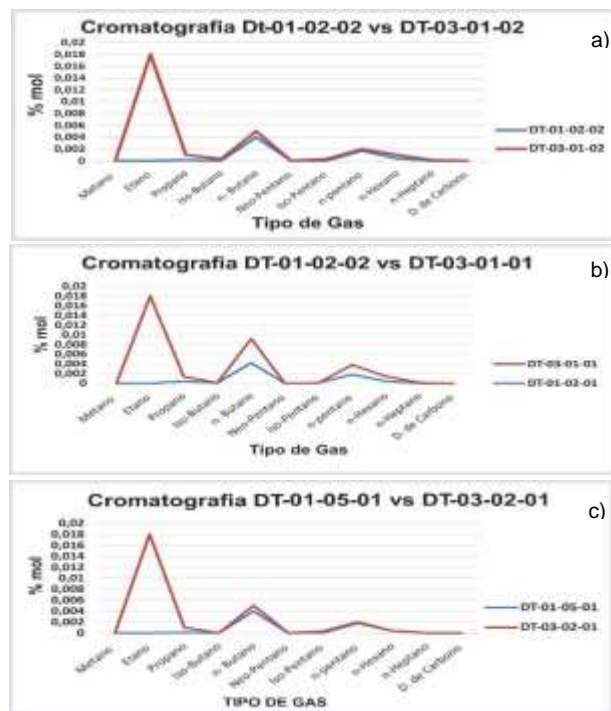


Figura 32. a) Línea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-02-02 y DT-03-01-01, b) Línea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-02-02 y DT-03-01-02, c) Línea de tendencia para los gases obtenidos en las muestras DT-01-05-01 y DT-03-02-01

La muestra documentada para la Formación Paja DT-01-01-01, fue la única extraída de campo, ya que se trataba de encontrar la roca fresca o con la menor cantidad de procesos erosivos.

En la descripción y clasificación se obtiene una roca tipo Shale por lo cual sus resultados en la generación de hidrocarburos no fueron buenos, aunque con un dato de TOC para nada despreciable (ver tabla 1). El resultado de la detección de gases fue nulo y su porosidad mala (ver figura 33 j.).

La muestra analizada de la Formación Tablazo DT-03-07-02 arrojó resultados no muy buenos para la generación de hidrocarburos, sus porcentajes de TOC (tabla 1) estuvieron en el promedio, siendo esta muestra la de mejor resultado, por lo cual, fue la escogida para realizar este procedimiento.

Los datos cromatógrafos (ver tabla 14) arrojaron la detección de algunos tipos de gases en pocas proporciones (ver figura 33 i.) aunque con el antecedente de una porosidad muy buena a pesar de la poca liberación de gas.

La formación La Luna por su parte obtuvo unos resultados de TOC muy buenos para la mayoría de sus muestras con índices por encima de 1% (tabla 1), y en general fueron buenos en el momento de practicar la prueba de Pirolisis Rock Eval para DT-01-02-01, DT- 01-02-02, DT-01-05-01 y DT-03-04-01 , muy por el contrario los resultados obtenidos para DT-03-08-02 que aunque presentó un muy buen índice de TOC, no arrojó datos buenos para la pirolisis Rock Eval. En el momento de realizar cromatografía se aprecia que esta última reportó el mejor desempeño en cuanto a la liberación de gases presentes en la sección para esta Formación (ver tabla 14) y fue corroborado con las secciones pulidas en el laboratorio en donde manifestó un muy buen parámetro de evaluación con respecto a las otras (ver tabla 7).

Las primeras cuatro muestras obtuvieron una detección de varios tipos de gases en cada una de ellas, con parámetros de porosidades buenos [ver Figura 29 d), e), f), g), h)].

Cabe aclarar que los resultados de cromatografía para las muestras DT-01-02-01, DT- 01-02-02 y DT-01-05-01 fueron analizados en DT-03-01-01, DT-03-01-02 y DT-03-02-01, estando ya previamente sustentado en el documento (ver imagen 32 y tabla 15).

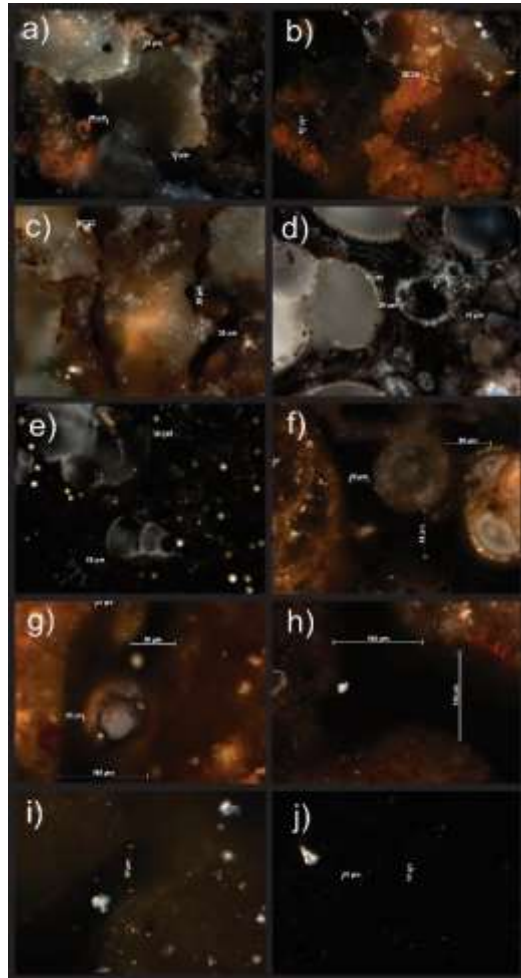


Figura 33, Vista al microscopio de las secciones pulidas mostrando el espacio entre granos como parámetro para calcular porosidades.

- a) DT-01-07-01 Formación Mugrosa, b) DT-01-07-02 Formación Mugrosa  
 c) DT-03-05-02 Formación Umir, d) DT-01-02-01 Formación La Luna  
 e) DT-01-02-02 Formación La Luna, f) DT-01-05-01 Formación La Luna  
 g) DT-03-04-01 Formación La Luna, h) DT-03-08-02 Formación La Luna  
 i) DT-03-07-02 Formación Tablazo, j) DT-01-01-01 Formación Paja

La Formación Umir fue analizada en su única muestra para pirolisis Rock Eval DT-03-05-02, la cual no tuvo un buen desempeño arrojando datos bajos para el potencial de hidrocarburos.

Es de señalar que la Formación tuvo muy buenos datos de TOC en general dado la presencia de Asfaltitas tomada en la fase de campo (ver tabla 1). Los datos Cromatográficos obtenidos (ver tabla 14) dejan ver una sección con niveles muy bajos de gases presentes en la muestra, pero que logra detectar varios de ellos en su composición teniendo en cuenta que arrojó un parámetro de porosidad regular (ver tabla 7 y figura 33 c.) lo cual compromete la cantidad total de gases almacenados con respecto a las otras muestras.

Las muestras escogidas de la formación Mugrosa tuvieron un excelente desempeño durante los análisis de TOC y Rock Eval ya previamente analizadas en el documento, es por ello la importancia de conocer los gases presentes y que se almacenan en estas rocas.

El estudio cromatógrafo permitió identificar que las dos muestras DT-01-07-01 y DT-01-07-02, tenían un 100% de gas Etano (ver tabla 5), con la totalidad de gas más alta en 10 muestras escogidas para todos los análisis practicados (ver tabla 14) y en busca de una mejor apreciación se realizaron secciones pulidas arrojando una porosidad Regular para cada una (ver tabla 7 y figura 33 a. y b). Lo que se puede apreciar, es que, aunque su porosidad fue regular la roca logró acumular un buen porcentaje de gas que en el momento de fracturarla es liberado al ambiente (en nuestro caso en los recipientes donde se almaceno la muestra).

### **6.3 Análisis de Registro Gamma Ray**

Los registros obtenidos para las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, La Luna, Umir y Mugrosa se compilan en la tabla 6, apreciándose rangos variables en el dato Gamma Ray, dependiendo de la formación y litología analizada.

Independientemente de la formación analizada se observa un patrón en los rangos de registro Gamma Ray según su litología, donde el yeso muestra valores de entre 20 – 30 C/S, las calizas entre 40 – 60 C/S, las areniscas calcáreas entre 30 – 40 C/S, las fosforitas entre 50 – 60 C/S, las concreciones calcáreas rangos entre 90 – 100 C/S, los Shales oscilan entre 80 – 100 C/S y las arenas saturadas en crudo en rangos de 40 – 50 C/S (ver figura 34).

Estos rangos nos muestran el contenido de minerales radiactivos en cada litología en donde las litologías con minerales arcillosos van a mostrar valores más altos. Respecto a las formaciones analizadas estos datos solamente nos infieren los cambios litológicos que presenta la formación, mostrando que con una toma de datos más detallado que abarque base y tope de la formación, poder identificar facies en las mismas.

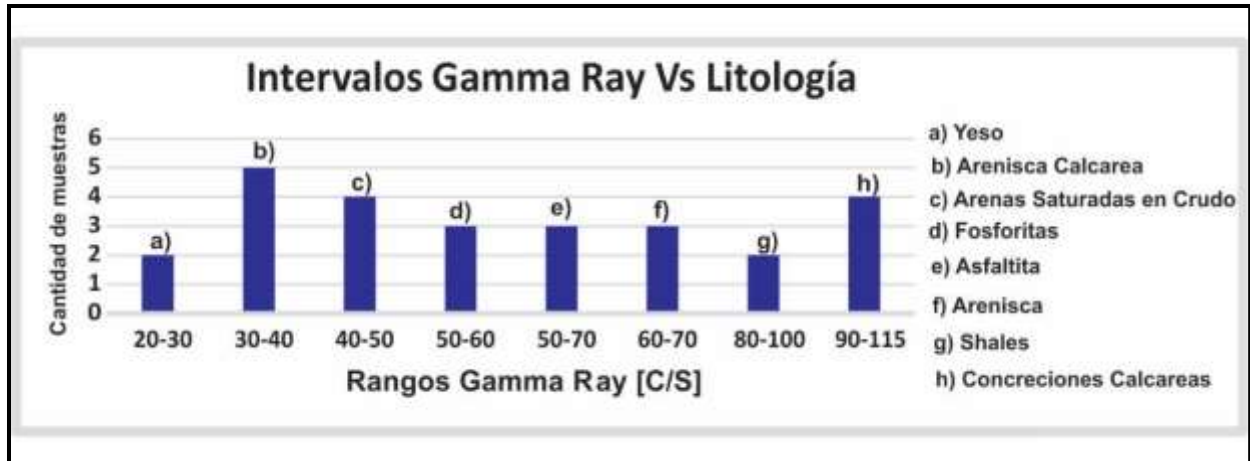


Figura 34. Intervalos de Registros Gamma Ray, según Litología y cantidad de datos tomados por muestras

Enfocándonos en las 10 muestras a las que se les practico Pirolisis Rock Eval, si las comparamos con los registros de Gamma Ray obtenidos para las 10 muestras en cuestión, encontramos una tendencia respecto al Tmax que presenta cada muestra analizada. En la figura 35, se observa con claridad esta tendencia, en donde, si el registro Gamma Ray aumenta, el Tmax para cada muestra aumenta de igual forma; y consecuente con ello, si el Gamma Ray disminuye el Tmax actúa de la misma manera.

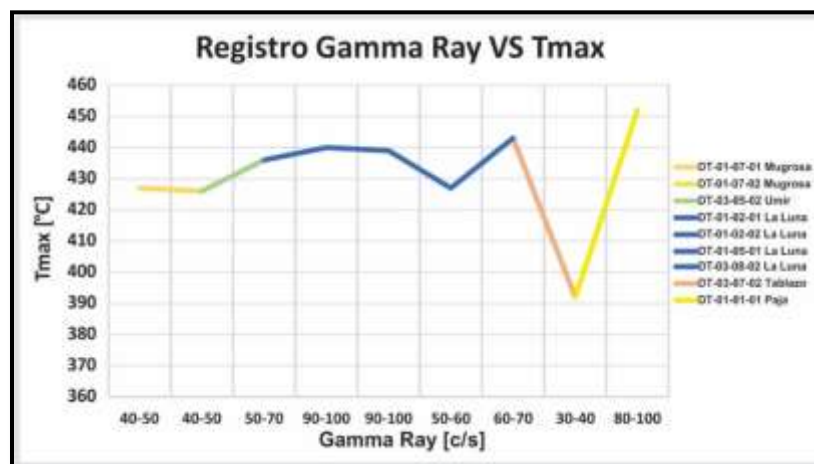


Figura 35. Registro Gamma Ray VS Tmax

## 7. Discusión

A partir de la posibilidad de generar resultados Cromatográficos, se propone una metodología en la cual se almacena una muestra de roca fresca, con la menor meteorización posible en un recipiente de polietileno sellado herméticamente, con el fin de liberar y preservar el gas contenido en ella. Los métodos de muestreo confiables son importantes debido a que el manejo de la muestra puede alterar la composición de los gases (Peters & Cassa, 1994.).

La técnica aplicada en las rocas recolectadas durante la fase de campo se denomina Headspace o análisis de gases por espacio de cabeza; esta se usa como una herramienta de detección, ya que es crucial en la demostración de la detección cuantitativa (Tissot y Welte, 1984). Para este método, los fragmentos de roca se congelan o se enlatan con agua y un bactericida.

La agitación y/o el calentamiento liberan algunos de los hidrocarburos de los fragmentos de roca en el espacio de cabeza sobre el agua, los cuales pueden ser muestreados a través de un tabique con una jeringa y evaluados por Cromatografía de Gases (Bernard, 1978; Whelan, 1984., en Peters & Cassa, 1994); la diferencia con respecto a la técnica implementada, radica principalmente en el procedimiento establecido, este consiste en el muestreo de gas enlatado en espacio libre, el cual es una forma de estudiar los compuestos volátiles asociados a una muestra sin el uso de extracción por solventes, en donde, el objetivo es analizar el vapor de la sustancia presente en el espacio comprendido entre el nivel del sólido (roca) y la tapa del recipiente, siendo

este, el modo de empleo usado, con la premisa de que el envase empleado, es el mismo que se utiliza en la industria para almacenar agua con gas y/o bebidas gaseosas, corroborando así que el sello de la tapa sea el adecuado y no permita que se escape el gas liberado por la roca; es de destacar igualmente la manera en que fue almacenada la muestra, consistió en mantener los recipientes con las muestras a temperatura ambiente, ratificando que el sello impide la fuga de gas y la liberación del mismo en condiciones normales, aunque Peters & Cassa (1994), proponen que los fragmentos de roca utilizados para los análisis de gas de espacio de cabeza deben mantenerse en envases herméticos a las temperaturas de congelación para evitar la pérdida por evaporación de los componentes.

Como resultado, se detectó la presencia de gas en la gran mayoría de las muestras, comprobando así, la efectividad en el método y afirmando que las variantes en la técnica original también muestran resultados favorables, pero disminuyendo los costos, ya que, no se usaron recipientes metálicos, agentes que ataquen la roca para la liberación de gas o congelación de la misma.

Los datos Cromatográficos obtenidos se correlacionaron con los de %TOC, Pirolisis Rock Eval, Cálculo de Porosidades a partir de secciones pulidas y Registros Gamma Ray, hallando tendencias en la calidad de generación de hidrocarburos, la porosidad y cromatografía, evidenciando que las muestras con buen potencial de generación y porosidad almacenaron mayor cantidad y tipos de gases. Los estudios de Bohacs et al. (2013) sugieren que la porción de hidrocarburos ligeros en la fase adsorbida depende de los diámetros de los poros que tienen una relación negativa con el área superficial.

Si los poros orgánicos son predominantes en escala nanométrica, se espera que las rocas Maduras y ricas en materia orgánica contengan grandes cantidades de hidrocarburos ligeros en la fase adsorbida (Jiang, C., 2015); con ello ratificamos que la cantidad de gas encontrada en cada muestra está relacionada a la porosidad de la muestra y el potencial de generación que presenta.

## 8. Conclusiones

Los resultados obtenidos indican que el muestreo de gases a partir de rocas frescas en afloramiento es efectivo.

Los costos en el método de muestreo aplicado son mucho más bajos que en los métodos convencionales.

Se identificaron gases que van de C1-C7, a partir de Cromatografía de Gases, mostrando que de manera general el Etano, fue el gas con mayores proporciones en las muestras analizadas. Las Formaciones Tablazo, la Luna y Umir presentan mayor variabilidad de gases, indicando la implicación de 8 de los 11 tipos detectados por la técnica de cromatografía de gases.

Los contenidos de materia orgánica en las Formaciones analizadas muestran de manera general un buen potencial de generación para La Luna, Umir y Mugrosa, contrario a lo visto para las muestras de las Formaciones Rosablanca y Tablazo que evidencian bajos contenidos de materia orgánica, definiendo un bajo potencia de generación respecto a este parámetro; para Paja a pesar de mostrar muy buen rango en % TOC, los demás análisis indicaron un bajo potencial de generación

Un total de 27 muestras se extrajeron durante la etapa de campo, de las cuales se escogieron 10 de estas para la implementación de la técnica Rock Eval, siendo contundentes La Luna y Mugrosa como las Formaciones con un mayor potencial de generación.

Los registros Gamma Ray tomados en campo, muestran una tendencia directa entre en la litología de las rocas y los resultados medidos, complementando así los datos ya obtenidos en los demás análisis realizados.

Las porosidades de las muestras seleccionadas con mejor índice de TOC, determino un buen desempeño para la formación la Luna y Tablazo, aunque esta última con unos porcentajes no tan buenos para la acumulación de gases en las rocas, así como también para la generación de hidrocarburos. Las formaciones Mugrosa y Umir con porosidades regulares y Paja por tratarse de una roca tipo Shale tuvo un producto cualitativo malo para esta.

### Referencias Bibliográficas

- Al-Gaadi. K. A., et al, 2016, Evaluation of METRIC-derived ET fluxes over irrigated alfalfa crop in desert conditions using scintillometer measurements, Saudi Society for Geosciences, Springer.
- Amadi. A. N., et al, 2012, Radiometric Survey as a Useful Tool in Geological Mapping of Western Nigeria, Journal of Geography and Geology, Vol. 4, No. 1.
- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C., MARTINEZ, J. (2007): Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y B&M Exploration Ltda. Bogotá, Colombia. p. 79.
- Caballero, V, 2010. Evolución tectono-sedimentaria del Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, Colombia, durante el Oligoceno- Mioceno. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología.
- Cañipa. M., 2002, Caracterización de Petróleos de México Mediante Cromatografía de Gases y Análisis de Componentes Principales, Instituto de Ciencias Básicas e Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo, México.

- Cruz, L.E., Caballero, V. y Castro, E., 2003. Curso de sedimentología, Guías de laboratorio, Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander. Pag. 7.
- Dembicki Jr. H., 2009, Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals, AAPG Bulletin, Vol. 93, No. 3.
- Grob, Robert L. & Barry, Eugene F., 2004, Modern Practice of Gas Chromatography, Copyright, John Wiley & Sons, Inc., Cuarta Edicion.
- Jiang, C., et al, 2015, Hydrocarbon evaporative loss from shale core samples as revealed by Rock-Eval and thermal desorption-gas chromatography analysis: Its geochemical and geological implications, ScienceDirect, Elsevier Ltd., Marine and Petroleum Geology, Vol. 70, Pag. 294-303.
- Martínez, Y., 2009, Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de Carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de Cromatografía de Gases, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Geología.
- Morales, L. G., et al., 1958, General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia. Symposium on the habitat of oil, American Association of Petroleum Geologists. 76p Tulsa.

NUNEZ-BETELU. L. & BACETA. J. I., 1994, Basics and Application of Rock Eval/TOC Pyrolysis: an example from the uppermost Paleocene/lowermost Eocene In The Basque Basin, Western Pyrenees, Ciencias Naturales - Natur Zientziak, Vol. 46, Pag. 43-62.

Obiang, S., 2016, Posibilidades de Shale Gas y Shale Oil en la Cuenca de Valdeinfierno, Córdoba, Universidad Politécnica de Madrid, Departamento de Ingeniería Geológica y Minera, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.

Peters, K., & Cassa R, 1994, Applied Source Rock Geochemistry, In: Magoon, L., & Dow, W, 1994, The petroleum system from source to trap, AAPG Memoir 60, p. 93-120.

Pineda. V., 2012, Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad De Ingeniería.

Quiroga, A., & Gainza, L, 1990, Curso de geoquímica del petróleo, YPF, Vol. 11 no. 4, p. 93-120.

Romero, M., Letort, G., et al, 2014, New Rock-Eval method for characterization of shale plays, Copyright, ALAGO, Latin American Congress on Organic Geochemistry

ROYERO J. & CLAVIJO J. (2001): Mapa geológico generalizado. Departamento de Santander. Escala 1:400.000 Memoria explicativa. Instituto de Investigación e información geocientífica,

Minero-Ambiental y Nuclear INGEOMINAS. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia.

Sarmiento, L., 2011, Geology and Hydrocarbon Potential Regional Geology of Colombia Middle Magdalena Basin, ANH, Vol. 11

WARD, D., GOLDSMITH, R., JIMENO, A., CRUZ, J., RESTREPO, H., AND GOMEZ, E. (1977): Mapa Geológico Del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga. Ingeominas.

Ward, E. et. al., 1973, Geología de los cuadrángulos H-12 (Bucaramanga) y H-13 (Pamplona), Departamento de Santander. Boletín Geológico V. XXI Nos 1- 3. Ingeominas, Bogotá.

Yuwono M. & Indrayanto G., 2004, Gas Chromatography System Instrumentation, Encyclopedia of Chromatography, Copyright, by Marcel Dekker, Inc.

## APENDICES

Para visualizar los documentos anexados, remitirse a la base de datos de la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander.

APENDICE A. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-01-01-01; DT-01-02-01; DT-01-02-02; DT-01-04-01; DT-01-04-02; DT-01-05-02; DT-01-06-01; DT-01-06-02; DT-01-07-01; DT-01-07-02

APENDICE B. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-02-01-01; DT-02-01-02; DT-02-01-03; DT-02-01-04; DT-02-01-05

APENDICE C. Análisis de TC, TOC y Azufre total por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR (Analizador LECO); Muestras DT-01-01-01; DT-01-02-01; DT-01-02-02; DT-01-04-01; DT-01-04-02; DT-01-05-01; DT-01-06-01; DT-01-06-02; DT-01-07-01; DT-01-07-02; DT-02-01-06; DT-02-01-07; DT-02-01-08

APENDICE D. Análisis de TC, TOC y Azufre total por combustión en un horno de alta temperatura con detección infrarroja no dispersiva DNIR (Analizador LECO); Muestras DT-03-04-03; DT-03-05-03; DT-03-06-01; DT-03-07-01; DT-03-08-03 y DT-03-08-04.

APENDICE E. Análisis de gas natural por cromatografía C6+ y gases remanentes; Muestras DT-03-01-01; DT-03-01-02; DT-03-02-01; DT-03-02-02; DT-03-04-01; DT-03-04-02; DT-03-05-01; DT-03-05-02; DT-03-06-02; DT-03-06-03; DT-03-07-02; DT-03-07-03; DT-03-08-01; DT-03-08-02.

APENDICE F. Análisis para la estimación y prospección de los hidrocarburos a partir de la pirolisis y combustión en una muestra de roca, con detección de ionización en llama (FID) e infrarroja selectiva (CO y CO2) en tiempo real; Muestras DT-01-01-01; DDT01-02-01; DT-0102-02; DT-01-05-01; DT-03-04-03; DT-03-07-01; DT03-08-04; DT-01-07-01; DT-01-07-02; DT-03-05-03

### **Documento Adjunto**